

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ПРОБЛЕМ МАШИНОБУДУВАННЯ імені А. М. ПІДГОРНОГО

В. А. Маляренко, О. Л. Шубенко, С. Ю. Андреев,
М. Ю. Бабак, О. В. Сенецький

КОГЕНЕРАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ В МАЛІЙ ЕНЕРГЕТИЦІ

МОНОГРАФІЯ

Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2018

Автори

Маляренко Віталій Андрійович, заслужений діяч науки і техніки України, доктор технічних наук, професор;

Шубенко Олександр Леонідович, член-кореспондент НАН України, доктор технічних наук, професор;

Андрєєв Сергій Юрійович, кандидат технічних наук, професор;

Бабак Микола Юрійович, кандидат технічних наук, старший науковий співробітник;

Сенецький Олександр Володимирович, кандидат технічних наук, старший науковий співробітник

Рецензенти

Соловей Віктор Васильович, доктор технічних наук, професор, завідувач відділу водневої енергетики Інституту проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного НАН України;

Ганжа Антон Миколайович, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри теплотехніки та енергоефективних технологій Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»

Рекомендовано до друку на засіданні Вченими радами Харківського Національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова, протокол № 11 від 31.03.2017 та Інституту проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного НАН України, протокол № 4 від 20.04.2017

Когенераційні технології в малій енергетиці : монографія / В. А. Маляренко, К57 О. Л. Шубенко, С. Ю. Андрєєв, М. Ю. Бабак, О. В. Сенецький / Харків: нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова, Ін-т проблем машинобуд. ім. А. М. Підгорного. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 454 с.

ISBN 978-966-695-448-3

Монографія присвячена вирішенню важливої проблеми підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів шляхом енергозбереження. Виконано аналіз стану й потенціалу розвитку світової та базової енергетики України. Показано, що значні резерви містяться у «малій» енергетиці, яка є головним споживачем паливно-енергетичних ресурсів.

Монографію призначено для фахівців, що опікуються розвитком та підвищенням ефективності енергетики України, упровадженням енергозбереження на промислових підприємствах і об'єктах комунальної енергетики, інженерів, науково-технічних працівників, студентів і аспірантів енергетичних спеціальностей.

Монографія посвящена решению важной проблемы повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов за счет энергосбережения. Выполнен анализ состояния и потенциала развития мировой и базовой энергетики Украины. Показано, что значительные резервы содержатся в «малой» энергетике, являющейся главным потребителем топливно-энергетических ресурсов.

Монография предназначена для специалистов, занимающихся развитием и повышением эффективности энергетики Украины, внедрением энергосбережения на промышленных предприятиях и объектах коммунальной энергетики, инженеров, научно-технических работников, студентов и аспирантов энергетических специальностей.

To solving an important problem of increasing the efficiency of fuel and energy resources use based on the introduction of energy saving measures is devoted the monograph. The analysis of the state and potential of the development of the world power engineering and basic power engineering of Ukraine is made. Considerable reserves are contained in the "small" energy sector, which is the main consumer of fuel and energy resources is shown.

УДК 621.16

© В. А. Маляренко, О. Л. Шубенко, С. Ю. Андрєєв,
М. Ю. Бабак, О. В. Сенецький, 2018

ISBN 978-966-695-448-3

© ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	19
ПЕРЕДМОВА.	22
<i>ЧАСТИНА І ЕНЕРГЕТИКА: ЗАГАЛЬНИЙ СТАН, ПРОБЛЕМИ, ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ</i>	26
1 ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ТА ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ . . .	26
1.1 Системи енергопостачання	26
1.2 Паливно-енергетичний комплекс	35
1.3 Паливно-енергетичні ресурси та їхнє використання. . . .	37
1.4 Енергоспоживання, енергоемність, енергоефективність .	52
2 БАЗОВІ ЕНЕРГОГЕНЕРУВАЛЬНІ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ	62
2.1 Електричні станції	62
2.2 Турбінні технології – основа базової енергетики.	68
2.3 Теплова енергетика України.	74
3 ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ.	82
3.1 Загальні проблеми	82
3.2 Вугільні теплові джерела енергії та екологічна безпека .	86
3.3 Екологічна небезпека енергетичних установок	86
3.4 Викиди канцерогенних речовин від вугільних станцій. .	90
4 ШЛЯХИ РОЗВИТКУ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ТА ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ	95
4.1 Енергетична політика та організаційно-технічні заходи .	95
4.2 Енергоощадність	107
4.3 Мала енергетика та когенерація	112
4.4 Потенціал когенераційних технологій.	123
4.5 Енергоджерела та енергоустановки для впровадження когенерації	129

4.6 Потенціал використання паротурбінних установок малої потужності	132
4.7 Особливості турбоустановок та основні проектні рішення	136
4.8 Методика реалізації когенераційних технологій.	141

ЧАСТИНА II ІНТЕГРАЦІЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ В ОБ'ЄКТИ ПРОМИСЛОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

146

5 УПРОВАДЖЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЇ В ЕНЕРГОКОМПЛЕКСІ КОКСОХІМІЧНОГО ЗАВОДУ.

146

5.1 Енергокомплекс коксохімічного заводу. Вибір та обґрунтування проекту підвищення енергоефективності . .	146
5.2 Техніко-економічне обґрунтування розширення енергокомплексу заводу	150
5.3 Розрахункові дослідження теплової схеми ТЕЦ	156

6 РЕКОНСТРУКЦІЯ ШАХТНОЇ КОТЕЛЬНІ В МІНІ-ТЕЦ . .

166

6.1 Склад обладнання, особливості роботи енерговузлів вугільних шахт	166
6.2 Паливо і склад, особливості спалювання, шкідливі викиди.	170
6.3 Грошовий збір за шкідливі викиди.	174
6.4 Вибір технічних рішень реконструкції шахтної котельні. Тепловий розрахунок міні-ТЕЦ	178
6.5 Техніко-економічні показники переведення котельні у міні-ТЕЦ з установленням парової конденсаційної турбіни . .	182

7 РОЗШИРЕННЯ ТЕЦ НЕВЕЛИКОЇ ПОТУЖНОСТІ ЗА ДОПОМОГОЮ ВСТАНОВЛЕННЯ ПАРОВОЇ КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ТУРБІНИ.

186

7.1 Склад, особливості роботи й техніко-економічні показники ТЕЦ.	186
7.2 Термін окупності та етапи реалізації розширення ТЕЦ .	193
7.3 Технічні пропозиції щодо встановлення малого парового котла, вибір параметрів пари й котлоагрегату	196
7.4 Установка конденсаційного теплоутилізатора.	199

ЧАСТИНА III КОГЕНЕРАЦІЯ В КОМУНАЛЬНІЙ ЕНЕРГЕТИЦІ

205

8 ЕНЕРГОГЕНЕРУВАЛЬНІ УСТАНОВКИ КОМУНАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ 205

- 8.1 Когенерація і енергозбереження в комунальній енергетиці. 205
- 8.2 Паротурбінні установки 207
- 8.3 Газотурбінні установки 214
- 8.4 Парогазові установки 218
- 8.5 Газопоршнєві двигуни 222
- 8.6 Турбіни на низькокиплячих робочих тілах 225
- 8.7 Критерії вибору раціонального рішення. 233

9 ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ГАЗОТУРБІННИХ ТА ГАЗОПОРШНЕВИХ УСТАНОВОК ДЛЯ МІНІ-ТЕЦ. 238

- 9.1 Виробники та розробники газотурбінних установок. 238
- 9.2 Виробники та розробники газопоршневих двигунів. 243
- 9.3 Порівняння газотурбінних та газопоршневих установок за загальними техніко-економічними показниками. 250
- 9.4 Загальні висновки щодо включення ГТУ або ГПД до складу міні-ТЕЦ 254

10 ЕНЕРГОДЖЕРЕЛА І ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ ЖИТЛОВО-КОМУНАЛЬНОГО ГОСПОДАРСТВА. 260

- 10.1 Структура житлово-комунального господарства України. 260
- 10.2 Споживання енергетичних ресурсів. 262
- 10.3 Державний контроль, проблеми ЖКГ. 264
- 10.4 Реформування житлово-комунального господарства та стан їхнього впровадження. 266

11 ЦЕНТРАЛІЗОВАНЕ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ УКРАЇНИ НА ПРИКЛАДІ КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ» 273

- 11.1 Структура КП «Харківські теплові мережі». Установлене теплогенерувальне обладнання. 273
- 11.2 Споживання електроенергії. 280
- 11.3 Упровадження заходів із підвищення енергоефективності 281

12 ІНТЕГРАЦІЯ КОГЕНЕРАЦІЇ В ТЕПЛОВІ ЕНЕРГОДЖЕРЕЛА З ВИКОРИСТАННЯМ ТУРБІН НА ВОДЯНИЙ ПАРІ.	288
12.1 Когенерація на котельні шляхом установлення парової турбіни з протитиском.	288
12.2 Когенерація на котельні шляхом установлення парової об'ємної машини з протитиском.	302
12.2.1 Використання осьової турбіни з протитиском на насичений парі.	302
12.2.2 Використання парової гвинтової турбіни.	312
12.2.3 Упровадження газопоршневих двигунів на об'єктах комунальної енергетики.	321
13 ПАЛИВО, ЦІНОВА ПОЛІТИКА – ОСНОВА ТЕХНІКО- ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ РІШЕНЬ.	349
13.1 Аналіз впливу цін природного газу й електроенергії на техніко-економічні показники когенераційної установки.	349
13.2 Місцеве паливо та тверді побутові відходи як альтернатива природному газу.	353
13.2.1 Перспективи використання на котельнях і ТЕЦ твердих побутових відходів як місцеве паливо.	353
13.2.2 Характеристика полігону твердих побутових відходів.	354
13.2.3 Попередня оцінка енергетичної потужності полігону твердих побутових відходів.	355
13.3 Техніко-економічна оцінка переведення котла на місцеве паливо.	359
13.3.1 Вибір технології спалювання у разі заміни типу палива на місцеве.	359
13.3.2 Технологія спалювання місцевого палива в топці з «киплячим шаром».	360
13.3.3 Визначення основних техніко-економічних показників у разі переведення газового котла на технологію «киплячого шару».	362
13.3.4 Вартісна характеристика місцевого палива.	366
13.3.5 Прибуток і простий термін окупності проекту переведення газового котла на технологію «киплячого шару»	367

13.4 Використання додаткових турбін малої потужності для поліпшення техніко-економічних показників станції. . . .	370
14 КОГЕНЕРАЦІЯ З ВИКОРИСТАННЯМ ПАРОТУРБІННИХ ЦИКЛІВ НА РІЗНИХ РОБОЧИХ ТІЛАХ.	374
14.1 Загальні положення реалізації ORC-технології.	374
14.1.1 Мета та завдання дослідження. Теплові схеми за когенерації з використанням ORC-контурів.	374
14.1.2 Проблема утилізації теплоти димових газів.	378
14.1.3 Особливості реалізації ORC-контурів з температурою робочого тіла 80–180 °С.	382
14.1.4 Когенераційна установка з використанням ORC-контуру на відхідних димових газах.	385
14.1.5 Вибір об'єкта дослідження для створення когенераційної установки. Аналіз особливостей функціонування водонагрівальної котельні.	394
14.2 Вихідні дані для впровадження когенерації з ORC-технологією на водонагрівальній котельні.	396
14.2.1 Загальна характеристика котельні.	396
14.2.2 Аналіз енергоекономічних показників.	398
14.2.3 Режими роботи котельні.	402
14.3 Реалізація ORC-контуру на водонагрівальній котельні .	407
14.3.1 Використання димових газів.	407
14.3.2 Використання сітьової води з котла.	410
14.3.3 Комплексне використання відхідних газів і сітьової води з котла.	413
ВИСНОВКИ.	416
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	418

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ.	19
ПРЕДИСЛОВИЕ.	22
<i>ЧАСТЬ I ЭНЕРГЕТИКА: ОБЩЕЕ СОСТОЯНИЕ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ</i>	26
1 ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ.	26
1.1 Системы энергоснабжения.	26
1.2 Топливо-энергетический комплекс.	35
1.3 Топливо-энергетические ресурсы и их использование. .	37
1.4 Энергопотребление, энергоемкость, энергоэффективность	52
2 БАЗОВЫЕ ЭНЕРГОГЕНЕРИРУЮЩИЕ МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ.	62
2.1 Электрические станции.	62
2.2 Турбинные технологии – основа базовой энергетики. . .	68
2.3 Тепловая энергетика Украины.	74
3 ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ.	82
3.1 Общие проблемы.	82
3.2 Угольные тепловые источники энергии и экологическая безопасность.	86
3.3 Экологическая опасность энергетических установок. . .	86
3.4 Выбросы канцерогенных веществ от угольных станций .	90
4 ПУТИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ.	95
4.1 Энергетическая политика и организационно- технические мероприятия.	95
4.2 Энергосбережение..	107
4.3 Малая энергетика и когенерация.	112

4.4 Потенциал когенерационных технологий.	123
4.5 Энергоисточники и энергоустановки для внедрения когенерации.	129
4.6 Потенциал использования паротурбинных установок малой мощности.	132
4.7 Особенности турбоустановок и основные проектные решения.	136
4.8 Методика реализации когенерационных технологий. . . .	141

ЧАСТЬ II ИНТЕГРАЦИЯ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ОБЪЕКТЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

5 ВНЕДРЕНИЕ КОГЕНЕРАЦИИ НА ЭНЕРГОКОМПЛЕКСЕ КОКСОХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА.	146
--	-----

5.1 Энергокомплекс коксохимического завода. Выбор и обоснование проекта повышения энергоэффективности.	146
5.2 Технико-экономическое обоснование расширения энергокомплекса завода.	150
5.3 Расчетные исследования тепловой схемы ТЭЦ.	156

6 РЕКОНСТРУКЦИЯ ШАХТНОЙ КОТЕЛЬНИ В МИНИ-ТЭЦ.	166
---	-----

6.1 Состав оборудования, особенности работы энергоузлов угольных шахт.	166
6.2 Топливо и состав, особенности сжигания, вредные выбросы.	170
6.3 Денежный сбор за вредные выбросы.	174
6.4 Выбор технических решений реконструкции шахтной котельни. Тепловой расчет мини-ТЭЦ.	178
6.5 Технико-экономические показатели перевода котельни в мини-ТЭЦ с установкой паровой конденсационной турбины.	182

7 РАСШИРЕНИЕ ТЭЦ НЕБОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ ПРИ
ПОМОЩИ УСТАНОВКИ ПАРОВОЙ
КОНДЕНСАЦИОННОЙ ТУРБИНЫ. 186

7.1 Состав, особенности работы и технико-экономические
показатели ТЭЦ. 186

7.2 Срок окупаемости и этапы реализации расширения
ТЭЦ. 193

7.3 Технические предложения по установке малого
парового котла, выбор параметров пара и котлоагрегата. 196

7.4 Установка конденсационного теплоутилизатора. 199

**ЧАСТЬ III КОГЕНЕРАЦИЯ В КОММУНАЛЬНОЙ
ЭНЕРГЕТИКЕ** 205

8 ЭНЕРГОГЕНЕРИРУЮЩИЕ УСТАНОВКИ
КОММУНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. 205

8.1 Когенерация и энергосбережение в коммунальной
энергетике. 205

8.2 Паротурбинные установки. 207

8.3 Газотурбинные установки. 214

8.4 Парогазовые установки. 218

8.5 Газопоршневые двигатели. 222

8.6 Турбины на низкокипящих рабочих телах. 225

8.7 Критерии выбора рационального решения. 233

9 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ГАЗОТУРБИННЫХ
И ГАЗОПОРШНЕВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ МИНИ-ТЭЦ. 238

9.1 Производители и разработчики газотурбинных
установок. 238

9.2 Производители и разработчики газопоршневых
двигателей. 243

9.3 Сравнение газотурбинных и газопоршневых установок
по общим технико-экономическим показателям. 250

9.4 Общие выводы по включению ГТУ или ГПД
в состав мини-ТЭЦ. 254

10 ЭНЕРГОИСТОЧНИКИ И ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА.	260
10.1 Структура жилищно-коммунального хозяйства Украины.	260
10.2 Потребление энергетических ресурсов.	262
10.3 Государственный контроль, проблемы ЖКХ.	264
10.4 Реформирование жилищно-коммунального хозяйства и состояние их внедрения.	266
11 ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ УКРАИНЫ НА ПРИМЕРЕ КП «ХАРЬКОВСКИЕ ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ»	273
11.1 Структура КП «Харьковские тепловые сети». Установленное теплогенерирующее оборудование.	273
11.2 Потребление электроэнергии.	280
11.3 Внедрение мероприятий по повышению энергоэффективности.	281
12 ИНТЕГРАЦИЯ КОГЕНЕРАЦИИ В ТЕПЛОВЫЕ ЭНЕРГОИСТОЧНИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТУРБИН НА ВОДЯНОМ ПАРЕ.	288
12.1 Когенерация на котельни путем установки паровой турбины с противодавлением.	288
12.2 Когенерация на котельни путем установки паровой объемной машины с противодавлением.	302
12.2.1 Использование осевой турбины с противодавлением на насыщенном паре.	302
12.2.2 Использование паровой винтовой турбины.	312
12.2.3 Использование газопоршневых двигателей на объектах коммунальной энергетики.	321
13 ТОПЛИВО, ЦЕНОВАЯ ПОЛИТИКА – ОСНОВА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ.	349
13.1 Анализ влияния цен природного газа и электроэнергии на технико-экономические показатели когенерационной установки.	349

13.2 Местное топливо и твердые бытовые отходы как альтернатива природного газа.	353
13.2.1 Перспективы использования на котельнях и ТЭЦ твердых бытовых отходов в качестве местного топлива.	353
13.2.2 Характеристика полигона твердых бытовых отходов.	354
13.2.3 Предварительная оценка энергетической мощности полигона твердых бытовых отходов.	355
13.3 Технико-экономическая оценка перевода котла на местное топливо.	359
13.3.1 Выбор технологии сжигания при замене типа топлива на местное.	359
13.3.2 Технология сжигания местного топлива в топке с «кипящим слоем»	360
13.3.3 Определение основных технико-экономических показателей при переводе газового котла на технологию «кипящего слоя»	362
13.3.4 Стоимостная характеристика местного топлива.	366
13.3.5 Прибыль и простой срок окупаемости проекта перевода газового котла на технологию «кипящего слоя».	367
13.4 Использование дополнительных турбин малой мощности для улучшения технико-экономических показателей станции.	370
14 КОГЕНЕРАЦИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАРОТУР-БИННЫХ ЦИКЛОВ НА РАЗЛИЧНЫХ РАБОЧИХ ТЕЛАХ.	374
14.1 Общие положения реализации ORC-технологии.	374
14.1.1 Цели и задачи исследования. Тепловые схемы при когенерации с использованием ORC-контуров.	374
14.1.2 Проблема утилизации теплоты дымовых газов.	378
14.1.3 Особенности реализации ORC-контуров с температурой рабочего тела 80–180 °С.	382
14.1.4 Когенерационная установка с использованием ORC-контура на отходящих дымовых газах.	385
14.1.5 Выбор объекта исследования с целью создания когенерационной установки. Анализ особенностей функционирования водогрейной котельни.	394

14.2 Исходные данные для внедрения когенерации	
с ORC-технологией на водогрейной котельне.	396
14.2.1 Общая характеристика котельни.	396
14.2.2 Анализ энергоэкономических показателей.	398
14.2.3 Режимы работы котельни.	402
14.3 Реализация ORC-контура на водогрейной котельне. ...	407
14.3.1 Использование дымовых газов.	407
14.3.2 Использование ситевой воды из котла.	410
14.3.3 Комплексное использование уходящих газов	
и сетевой воды из котла.	413
ВЫВОДЫ.	416
ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.	418

CONTENTS

LIST OF CONDITIONAL ABBREVIATIONS	19
FOREWORD.	22
<i>PART I POWER ENGINEERING: GENERAL CONDITION, PROBLEMS, POSSIBILITIES OF DEVELOPMENT</i>	26
1 ENERGY SAVING AND ENERGY CONSUMPTION.	26
1.1 Power supply systems.	26
1.2 Fuel and energy complex.	35
1.3 Fuel and energy resources and their use.	37
1.4 Energy consumption, energy intensity, energy efficiency.	52
2 BASIC ENERGY GENERATING CAPACITIES IN POWER SUPPLY SYSTEMS.	62
2.1 Electric stations.	62
2.2 Turbine technologies – the basis of basic power industry.	68
2.3 Thermal power engineering in Ukraine.	74
3 ENVIRONMENTAL ASPECTS OF THERMAL POWER INDUSTRY.	82
3.1 Common problems.	82
3.2 Coal thermal energy sources and environmental safety.	86
3.3 Ecological danger of power plants.	86
3.4 Emissions of carcinogenic substances from coal stations.	90
4 WAYS OF DEVELOPMENT OF ENERGY SUPPLY AND ENERGY CONSUMPTION.	95
4.1 Energy policy and organizational and technical measures.	95
4.2 Energy saving.	107
4.3 Small power engineering and cogeneration.	112
4.4 Potential of cogeneration technologies.	123
4.5 Energy sources and power plants for the introduction of cogeneration.	129

4.6 Potential for the use of low-power steam turbine units.	132
4.7 Features of turbine units and basic design solutions.	136
4.8 Methodology for the implementation of cogeneration technologies.	141

PART II INTEGRATION OF COGENERATION TECHNOLOGIES IN INDUSTRIAL ENERGY OBJECTS 146

5 INTRODUCTION OF COGENERATION AT THE ENERGY COMPLEX OF THE COCOCHEMICAL PLANT. 146

5.1 Energocomplex of the coke plant. Selection and justification of the project to improve energy efficiency.	146
5.2 Feasibility study for the expansion of the plant's energy complex.	150
5.3 Computational studies of thermal CHP scheme.	156

6 RECONSTRUCTION OF SHAFT BOILER HOUSE IN MINI-CHP. 166

6.1 The composition of equipment, the peculiarities of the work of coal mines power units.	166
6.2 Fuel and composition, peculiarities of combustion, harmful emissions.	170
6.3 Monetary fee for harmful emissions.	174
6.4 Selection of technical solutions for the reconstruction of the mine boiler house. Thermal calculation of mini-CHP.	178
6.5 Technical and economic indicators of the conversion of the boiler house to a mini-CHP plant with the installation of a steam condensation turbine.	182

7 EXPANSION OF SMALL CHP THROUGH INSTALLING A STEAM CONDENSATION TURBINE. 186

7.1 The composition, characteristics of work and technical and economic indicators CHP.	186
7.2 The payback period and stages of the CHP expansion.	193
7.3 Technical proposals for the installation of a small steam boiler, selection of steam and boiler parameters.	196
7.4 Installation of condensation heat exchanger	199

<i>PART III COGENERATION IN MUNICIPAL ENERGY</i>	205
8 ENERGY GENERATING INSTALLATIONS OF MUNICIPAL ENERGY.	205
8.1 Cogeneration and energy efficiency in municipal power. . .	205
8.2 Steam turbine installations.	207
8.3 Gas turbine installations.	214
8.4 Steam-gas installations.	218
8.5 Gas piston engines.	222
8.6 Turbines on low-boiling working fluids.	225
8.7 Criteria for choosing a rational solution.	233
9 COMPARATIVE ANALYSIS OF GAS TURBINE AND GAS PISTONS INSTALLATIONS FOR SMALL CHP.	238
9.1 Manufacturers and developers of gas turbine installations. . .	238
9.2 Manufacturers and developers of gas piston engines.	243
9.3 Comparison of gas turbine and gas piston units on general technical and economic indicators.	250
9.4 General conclusions on the inclusion of GTU or GPE in the small CHPs.	254
10 ENERGY SOURCES AND THERMAL NETWORKS AS A COMPONENT OF HOUSING-MUNICIPAL SECTOR.	260
10.1 Structure of housing and communal services of Ukraine. . .	260
10.2 Consumption of energy resources.	262
10.3 State control, HCS problems.	264
10.4 Programs for the reform of housing and communal services and the state of their implementation.	266
11 CENTRALIZED HEAT SUPPLY OF UKRAINE ON THE EXAMPLE OF CE "KHARKOV THERMAL NETWORKS".	273
11.1 The structure of CE "Kharkov thermal networks". Installed heat-generating equipment.	273
11.2 Electricity consumption.	280
11.3 Implementation of energy efficiency measures.	281

12 INTEGRATION OF COGENERATION TO THERMAL POWER SOURCES WITH THE USE OF TURBINES ON A WATER STEAM.	288
12.1 Cogeneration on the boiler house by installing a steam turbine with back pressure.	288
12.2 Cogeneration on the boiler house by installing a steam volume machine with back pressure.	302
12.2.1 Use of an axial turbine with back pressure on a saturated steam.	302
12.2.2 Using a screw steam turbine.	312
12.2.3 The use of gas engines in the communal energy facilities	321
13 FUEL, PRICE POLICY IS THE BASIS OF TECHNO- ECONOMIC INDICATORS OF COGENERATION SOLUTIONS.	349
13.1 Analysis of the impact of natural gas and electricity prices on the technical and economic performance of a cogeneration installations.	349
13.2 Local fuel and solid domestic waste as an alternative to natural gas.	353
13.2.1 Prospects for the use of solid domestic wastes as local fuel in boiler houses and CHP.	353
13.2.2 Characteristics of the solid domestic waste landfill. ...	354
13.2.3 Preliminary assessment of the energy capacity of the solid domestic waste landfill.	355
13.3 Technical and economic assessment of the transfer of the boiler to local fuel.	359
13.3.1 The choice of combustion technology when changing fuel type to local.	359
13.3.2 Technology of burning local fuels in a furnace with a "boiling layer".	360
13.3.3 Determination of the main technical and economic indicators when transferring a gas boiler to the technology of the "boiling layer".	362
13.3.4 The cost of the local of fuel.	366
13.3.5 Profit and simple payback period for the project of transferring a gas boiler to the "boiling layer" technology.	367

13.4 Use of additional small-capacity turbines to improve the plant's technical and economic performance.	370
14 COGENERATION WITH USE OF STEAM TURBINE CYCLES ON THE DIFFERENT WORKING FLUIDS.	374
14.1 General provisions of ORC-technology implementation. ...	374
14.1.1 Aims and objectives of the research. Thermal schemes for cogeneration on using ORC-contours.	374
14.1.2 The problem of utilization of heat of flue gases.	378
14.1.3 Features of realization of ORC-contours with a working fluid temperature of 80–180 °C.	382
14.1.4 The cogeneration installation with using ORC-contour on waste flue gases.	385
14.1.5 The choice of the object of research in order to create a cogeneration plant. Analysis of the features of the functioning of the hot water boiler.	394
14.2 Initial data for the introduction of cogeneration with ORC-technology on the hot water boiler.	396
14.2.1 General characteristics of the boiler house.	396
14.2.2 Analysis of energy-economic indicators.	398
14.2.3 Operating modes of the boiler house.	402
14.3 Implementation of the ORC-contour on the hot water boiler.	407
14.3.1 Use of flue gases.	407
14.3.2 Using the water from the boiler.	410
14.3.3 Integrated use of flue gases and network water from the boiler.	413
CONCLUSIONS.	416
LIST OF USED SOURCES.	418

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АЕС – атомна електростанція;
БП – бенз(а)пірен;
ВВП – валовий внутрішній продукт;
ВТ – високий тиск;
ВДЕ – відновлювальні джерела енергії;
ВНП – внутрішня норма прибутковості;
ВЕР – вторинні енергоресурси;
ВЕС – вітроенергетичні системи;
ГАЕС – гідроакумулювальна електростанція;
ГВП – гаряче водопостачання;
ДП – державне підприємство;
ГПД – газопоршневий двигун;
ГПМ – головний промисловий майданчик;
ГПЕС – газопоршнева електростанція;
ГРП – генераторний розподільний пристрій;
ГТУ – газотурбінна установка;
ГЕС – гідралічна електрична станція;
ДГ – димові гази;
ЖКГ – житлово-комунальне господарство;
ЗАТ – закрите акціонерне товариство;
ІП – індекс прибутковості інвестицій;
ІМ – інформаційна модель;
ІСЕ – інформаційна система енергоблока;
Комбі – комбінований;
КВП і А – контрольно-вимірювальні прилади і автоматика;
КВТП – коефіцієнт використання теплоти палива;
ККД – коефіцієнт корисної дії;
КТ – конденсаційний теплоутилізатор;
КУ – котел-утилізатор;
КХЗ – коксохімічний завод;
КЕС – конденсаційна електростанція;
ЛЕП – лінія електропередач;
МПС – метано-повітряна суміш;
ММ – математична модель;
ММЕ – математична модель енергоустановки;
НТ – низький тиск;

ПДВ – податок на додану вартість;
НДТ – низько потенційне джерело теплоти;
НДЕ – нетрадиційні джерела енергії;
НВО – науково-виробниче об'єднання;
НРТ – низькокипляче робоче тіло;
НТК – науково-технічний концерн;
ВАТ – відкрите акціонерне товариство;
ВГ – відпрацьовані гази ГТУ;
ОЗ – оптимізаційна задача;
ТОВ – товариство з обмеженою відповідальністю;
НС – навколишнє середовище;
ЗФ – збагачувальна фабрика;
ОЕС – об'єднана енергетична система;
ПАТ – публічне акціонерне товариство;
ПВТ, ПНТ – підігрівачі високого і низького тиску;
ПГМ – парова гвинтова машина;
ПГУ – парогазова установка;
ГДК – гранично допустима концентрація;
ВО – виробниче об'єднання;
ПП – пароперегрівник;
пром. – промисловий;
ВСТК – вантажно-стовбуровий комплекс;
ПЕ – планування експерименту;
ПЕОМ – персональна електронна обчислювальна машина;
РОУ – редуційно-охолоджувальна установка;
САПР – система автоматизованого проектування;
ЗПГ – зріджений природний газ;
СРН – система розподілу навантажень;
СЕС – сонячні енергетичні системи;
ТВЕЛ – тепловиділювальний елемент;
ТП – турбопривід;
ТС – теплова схема;
тис. – тисяча;
ПЕК – паливно-енергетичний комплекс;
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
ТЕП – техніко-економічний показник;
ПЕР – паливно-енергетичні ресурси;
ТЕС – теплова електрична станція;

ТЕЦ – теплоелектроцентрально;
ФММ – формальна макромодель;
г.п.п. – господарсько-побутові потреби;
т у.п. – тон умовного палива;
ЦВТ, ЦСТ, ЦНТ – циліндри: високого, середнього та низького тиску;
ЦКБ – центральне конструкторське бюро;
ЦТП – центральний тепловий пункт;
ЧДД – чистий дисконтований дохід;
е/е – електроенергія;
ЕХН – екологіхіміческая небезпека;
ORC – (organic Rankine cycle) органічний цикл Ренкіна;
USD – долар США.

Організації

ЕС – Європейський Союз, м. Брюссель, Бельгія;
ВАТ «ВТІ» – ВАТ «Всеросійський теплотехнічний науково-дослідний інститут», м. Москва, РФ;
ІПМаш НАН України – Інститут проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного Національної академії наук України, м. Харків;
ІТТФ НАН України – Інститут технічної теплофізики Національної академії наук України, м. Київ;
ВАТ «КТЗ» – ВАТ «Калуський турбінний завод», м. Калуга (ВАТ «Силові машини»), РФ;
МЕІ – Національний дослідницький університет «Московський енергетичний інститут», м. Москва, РФ;
НКРЕ – Національний комітет регулювання енергетики, м. Київ;
ООН – Організація Об'єднаних Націй, м. Нью-Йорк, США;
ОЕСР – Організація економічного співробітництва та розвитку, м. Париж, Франція;
СНД – Співдружність незалежних держав;
ВАТ СЕЗ – ВАТ «Сафонівський електромашинобудівний завод» (Концерн РУСЕЛПРОМ), м. Сафонов, Смоленська обл, РФ;
ЗАТ УТЗ – ЗАТ «Уральський турбінний завод», м. Єкатеринбург, РФ;
НВО ЦКТИ – Науково-виробниче об'єднання із дослідження і проектування енергетичного обладнання ім. І. І. Ползунова, м. Санкт-Петербург, РФ.

Присвячено 95-річчю
Харківського національного
університету міського господарства
імені О. М. Бекетова та 100-річчю
заснування Національної академії
наук України

ПЕРЕДМОВА

Головною стратегією розвитку народного господарства провідних країн ЄС стає забезпечення стабільного та ефективного економічного зростання за рахунок зменшення енергоспоживання на одиницю продукції, що виробляється. Цього можна досягти завдяки застосуванню нових енергоефективних технологій та раціонального управління енергогенерувальними об'єктами. Дотримуючись такої стратегії, розвинені країни світу за останнє двадцятиріччя спромоглися збільшити енергетичну ефективність національного доходу в середньому на 24 % і забезпечили близько 62,5 % економічного зростання.

Наразі найважливішим питанням лишається вартість природного газу як основного джерела палива. Сучасний стан паливно-енергетичного комплексу України не виключає, що найближчим часом можливе встановлення єдиної ціни на природний газ для всіх споживачів України (ціна для промислових споживачів, станом на 2014 рік, становить 462 дол. США за 1 тис. м³), що призведе до подорожчання палива для потреб населення у чотири рази. Ступінь підвищення вартості природного газу та електроенергії свідчить про більш жваву тенденцію зростання вартості газу, ніж електричної енергії.

Ця тенденція призводить до зниження економічної доцільності впровадження електрогенерувальних установок із використанням природного газу як палива. Із огляду на все, підвищення енергоефективності економіки України є важливим

народногосподарським завданням, вирішення якого дасть змогу не тільки забезпечити стійке зростання економіки, а й підвищити енергетичну безпеку країни.

Варто зазначити, що питанням економії енергоресурсів в Україні приділяють багато уваги. Напрацьована широка нормативна база документів (законів, постанов, ДСТУ тощо), які націлюють підприємства країни на вирішення проблем енергозбереження. Ще у 1994 р. прийнято Закон України «Про енергозбереження», який доповнюється та переробляється для підвищення ефективності управління у сфері енергозбереження на основі раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів.

Енергозбереження прийнято розглядати за кількома основними напрямками: у системах і технологіях тепло- та електропостачання, у теплогенерувальних установках котелень, у теплових мережах, у будівлях і спорудах, завдяки використанню вторинних ресурсів та альтернативних джерел енергії тощо.

До найефективніших напрямів енергозбереження на теплогенерувальних установках можна зарахувати: реконструкцію котелень у міні-ТЕЦ шляхом установлення сучасних парових турбін малої потужності, пошук додаткових споживачів теплоти, перехід на спалювання дешевшого або екологічно чистого палива, підвищення ККД термодинамічних циклів (парогазових циклів із використанням газових турбін або газопоршневих двигунів) та ін.

У галузях паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) найбільш енерговитратними є технологічні процеси, пов'язані з виробництвом, транспортом та використанням теплової енергії, що виробляється котельнями житлово-комунального господарства, яких у країні налічується тисячі. Перспективним напрямком підвищення їхнього енергетичної ефективності є переведення у міні-ТЕЦ: установки комбінованого виробництва теплової та електричної енергії завдяки впровадженню когенераційних технологій. Отже, за сучасного стану енергетики країни безперечно необхідно практично втілювати політику енергоощадності. Із другого боку, необхідно також

широко запроваджувати когенерації в енергогенерувальні джерела малої енергетики.

Не менше важливим динамічним та перспективним не тільки у світі, а й в Україні, напрямком є утилізація вторинних енергетичних ресурсів (ВЕР) для виробництва електроенергії з використанням турбоустановок на низькокиплячих робочих тілах. У ньому реалізується так званий органічний цикл Ренкіна (ORC – organic Rankine cycle). ВЕР (геотермальні води, гаряче повітря технологічних процесів та ін.) мають температуру 80–350 °С, що достатньо для використання турбін на НРТ, дозволених до застосування.

Найсучаснішим для створення обладнання, що працює за ORC-технологією, є вибір НРТ, узгодження з температурним потенціалом і потужністю джерела. Робоче тіло має відповідати вимогам щодо хімічних, фізичних та експлуатаційних властивостей заданим умовам роботи: бути стабільним, негорючим, вибухобезпечним, нетоксичним, не впливати негативно на довкілля, забезпечуючи максимум роботи за низьких параметрів теплоносія, бути інертним щодо конструкційних матеріалів та дешевим.

Практичне втілення когенераційних технологій в енергетиці потребує децентралізації генерувальних потужностей: необхідні енергетичні установки середньої і малої потужності для обслуговування відокремлених об'єктів промисловості, комунального господарства, технологічних та транспортних комплексів.

У цій монографії зроблено спробу узагальнення інтеграції енергоощадних технологій у «малій» енергетиці, насамперед, на основі застосування парових турбін малої потужності на різних робочих тілах.

Проведено аналіз наявних виробників та номенклатури електрогенерувальних установок малої потужності. Подані підходи до вирішення завдань енергоощадності та оптимізації режимів міні-ТЕЦ. Розглянуто впровадження енергоощадних когенераційних технологій з використанням енергетичних двигунів малої потужності (ПТУ, ГТУ, ГПД, ПГМ), до енергоджерел промислових підприємств і комунальної енергетики.

Отже, пропонована монографія присвячена аналізу теоретичних і практичних аспектів інтеграції когенерації в малу енергетику, зважаючи на загальний стан паливно-енергетичного комплексу та енергомашинобудівної галузі України. Це колективна праця фахівців Інституту проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного НАН України та Харківського національного університету міського господарства імені О. М. Бекетова.

Головна мета – узагальнення набутих результатів багаторічної співпраці авторів, пов'язаних із теорією та практикою втілення принципів когенерації, а також інших відомих робіт у цьому напрямку, розпорошених у багатьох публікаціях і доповідях.

Наукове редагування наведених у книзі матеріалів здійснили д-р техн. наук, проф. В. А. Маляренко, заслужений діяч науки і техніки України та д-р техн. наук, проф. О. Л. Шубенко, член-кореспондент НАН України.

Автори сподіваються, що монографія дозволить більш обґрунтовано підходити до вирішення завдань підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів на основі впровадження когенерації.

Співавтори висловлюють глибоку вдячність рецензентам д-ру техн. наук Солов'ю В. В., д-ру техн. наук Ганжі А. М. за цінні зауваження, що сприяють поліпшенню монографії, а також колегам за допомогу в роботі та високо кваліфіковані консультації. Усі критичні зауваження, пропозиції та побажання будуть враховані у подальшій роботі.

Наші електронні адреси: vamalyarenko@gmail.com; shuben@ipmach.kharkov.ua.

ЧАСТИНА І ЕНЕРГЕТИКА: ЗАГАЛЬНИЙ СТАН, ПРОБЛЕМИ, ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ

1 ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ТА ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ

1.1 Системи енергопостачання

Сучасна енергетика є складною багаторівневою ієрархічною структурою, призначеною забезпечити комфортні умови проживання населення, а також нормальне функціонування промислових підприємств, виробництв і закладів. Нормальне функціонування і розвиток споживачів різного рівня можливі лише на основі надійної та ефективної системи забезпечення їх потрібною енергією та енергетичними ресурсами. Політична та економічна незалежність і безпека держави багато в чому визначаються наявністю енергетичних ресурсів, їхнім виробництвом, кількістю та якістю.

Різноманіття форм енергії, здатність їх до взаємоперетворення дозволяє використовувати для виробництва і споживання енергії різні енергоресурси та енергоносії, визначає їхню взаємозамінність. Енергетична цінність ресурсів, ефективність способів їхнього перетворення, ступінь досконалості процесів і установок, технологічних стадій енергетичного виробництва визначається зрештою коефіцієнтом використання енергоресурсу (коефіцієнтом корисної дії енергоустановки).

До основних понять енергогенерувальної галузі малої потужності належать:

1. *Паливно-енергетичні ресурси (ПЕР)* – сукупність усіх природних і перетворених видів палива та енергії, які використовуються у національному господарстві.

2. *Ефективне використання паливно-енергетичних ресурсів* – використання всіх видів енергії економічно виправданими, прогресивними способами за існуючого рівня розвитку техніки й технологій та дотримання законодавства.

3. *Умовне паливо* – умовно прийняте паливо з теплотворною здатністю 7 000 ккал/кг (для рідких і твердих видів палива)

та 7 000 ккал/м³ (для газоподібних видів палива). Застосовується для порівняння різних видів палива за їхньою теплотворною здатністю.

4. *Енергоощадність* – організаційна, наукова, практична, інформаційна діяльність державних органів, юридичних і фізичних осіб, спрямована на зниження витрат (втрат) паливно-енергетичних ресурсів у процесі їхнього видобутку, перероблення, транспортування, зберігання, виробництва, використання та утилізації.

5. *Програма енергоощадності* – документ, що містить комплекс організаційних, технічних, економічних та інших заходів, узаємопов'язаних за ресурсами, виконавцями, термінами реалізації та спрямованих на вирішення завдань енергозбереження у державі, регіоні, галузі. Програми визначають пріоритетні напрямки реалізації державної політики в галузі енергоощадності, а також шляхом максимального використання наявних резервів економії паливно-енергетичних ресурсів.

6. *Когенерація* – процес спільного вироблення теплової та електричної енергії (фактично ідеальна форма забезпечення енергією з погляду безпеки і надійності енергопостачання).

7. *Вторинні енергетичні ресурси (ВЕР)* – енергія, що отримують у ході будь-якого технологічного процесу через недовикористання первинної енергії або у вигляді побічного продукту основного виробництва і не застосовують у цьому технологічному процесі.

8. *Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії* – джерела електричної і теплової енергії, які використовують енергетичні ресурси річок, водосховищ та промислових водостоків, енергію вітру, сонця, природного газу, що редукується, біомаси (разом із деревними відходами), стічних вод і твердих побутових відходів.

9. *Місцеві види палива* – місцеві природні паливні ресурси, здобуті на території розглянутої держави і використані як котельно-пічне паливо (КПП): паливний торф, попутний газ, дрова, використовувані для опалення, відходи лісозаготівлі та деревообробки, відходи сільськогосподарської діяльності та інші види природного палива.

10. *Децентралізація теплопостачання* – процес часткової чи повної відмови від централізованого теплопостачання з національної енергосистеми і перехід до автономних систем теплопостачання від заводських міні-ТЕЦ, вбудованих і прибудованих до будівель місцевих блокових, блок-модульних, дахових котелень тощо.

11. *Житлово-комунальне господарство (ЖКГ)* – комплекс галузей економіки, що забезпечують функціонування інфраструктури поселень, а також різних будівель у них, створюють безпечне, зручне і комфортне проживання та перебування в них людей шляхом надання їм комунальних ресурсів та широкого спектру житлових послуг. Охоплює також об'єкти соціальної інфраструктури для обслуговування жителів.

12. *Комунальна енергетика* – основний виробник теплової енергії на власні джерела та її транспорту, що надходить від ТЕС, електричної й теплової енергії, з подальшим «споживанням» їх у житлово-комунальному господарстві міст, селищ міського і сільського типу, оперуючи разом із тим більш низькими потенціалами енергоносіїв: температурами до 350 °С, тисками до 3,0 МПа, напруженнями до 35 кВ. Узагалі комунальна енергетика охоплю тепло-, газо-, електропостачання міст і населених пунктів.

13. *Енергетична ефективність* – певний набір характеристик, що відображають ефект від використання енергоресурсів до витрат на самі енергоресурси. Ефективність енергозбереження характеризується класом енергетичної ефективності, який відображає ступінь корисності того чи іншого продукту з погляду економії енергії. Для визначення енергоефективності проводять спеціальні енергетичні обстеження.

14. *Показник ефективності* – науково обґрунтована абсолютна або питома величина споживання ПЕР (із урахуванням їхніх нормативних втрат) на виробництво одиниці продукції (роботи, послуг) будь-якого призначення, встановлена нормативними документами.

15. *Коефіцієнт корисної дії (ККД) енергоустановки* – відношення величини корисної енергії, одержуваної на виході, до величини підведеної енергії.

16. *Енергетика* – галузь народного господарства, що охоплює виробництво, перетворення і використання різних форм енергії. В енергетиці використовують п'ять основних видів установок або систем:

- *генерувальні* – перетворюють потенційну або хімічну енергію природних енергетичних ресурсів на електричну, теплову, механічну або інший вид енергетичного ресурсу (наприклад турбоустановки, газогенерувальні установки, котли, компресори);

- *перетворювальні* – змінюють параметри та мають інші особливості певного виду енергії (трансформаторні підстанції, інвенторні електроустановки, трансформатори теплоти та ін.);

- *мережі* – призначені для передачі та розподілу енергії (електричні, теплові, газові; нафтопроводи, мережі стиснутого повітря та ін.);

- *акумулявальні* – призначені для часткового регулювання режиму виробництва енергії (електричні й теплові акумулятори, насосно-акумулявальні гідроелектричні тощо);

- *споживачі* – призначені для перетворення енергії у той вигляд, у якому її безпосередньо використовують (електричний привід машин, опалювальні установки, промислові печі, світильники та ін.).

Основними використовуваними формами є теплова енергія та електроенергія.

Галузь енергетики, у якій одержання, перетворення, транспортування і використання цих форм енергії відбуваються шляхом спалювання органічного палива, називають *теплоенергетикою*.

Галузь енергетики, яка займається перетворенням гідроенергії на електричну, називають *гідроенергетикою*.

Відкриття можливості використання енергії атомного ядра обумовило появу нової галузі енергетики – *атомної або ядерної енергетики*.

Використанням енергії вітру займається *вітроенергетика*.

Енергетичні технології, що базуються на використанні енергії сонця, належать до *геліоенергетики*.

Кожна з галузей енергетики як наука має свою теоретичну основу, що ґрунтується на фізичних законах відповідної сфери.

Перетворення енергії пов'язане з потребою використання різних її форм для сучасних технологічних процесів, і коло проблем, що цікавлять науку, не вичерпується тільки переходом одних форм енергії в інші. Зокрема, під час використання теплової енергії визначальними чинниками можуть бути різні рівні температури і тиску теплоносія (пари, повітря, води); електричну енергію можуть споживати у вигляді змінного або постійного струму і за різних рівнів напруги.

Перетворення енергії відбувається в різних машинах, апаратах і пристроях, які є технічною основою енергетики. Наприклад, у котельних установках хімічна енергія палива перетворюється на теплову; у паровій турбіні – тепла енергія, носієм якої є водяна пара, перетворюється на механічну, яка, зі свого боку, в електричному генераторі перетворюється на електричну.

На гідроелектростанціях у гідротурбінах і електрогенераторах енергія водяних потоків перетворюється на електричну; в електричних двигунах електрична енергія перетворюється на механічну тощо.

Способи створення й експлуатації різних установок, машин, апаратів і пристроїв, призначених для одержання, перетворення, транспортування і застосування різних форм енергії, базуються на використанні відповідних розділів теоретичних основ енергетики: теплотехніки, електротехніки, гідротехніки, вітротехніки та ін.

У цій складній структурі енергетичних галузей на сьогодні застосовують ключові поняття:

- *енергетичний ланцюжок (energy chain)* – охоплює потік енергії від видобутку (виробництва) первинного енергоресурсу до одержання і використання підведеної кінцевої енергії;

- *первинний енергоресурс (primary energy resource)* – енергоресурс (сира нафта, природний газ, вугілля, горючі сланці, ядерна енергія, гідроенергія, геотермальна, сонячна, вітрова енергія тощо), який не переробляли і не перетворювали;

– *енергоносії (energy carrier)* – ресурс, що безпосередньо використовують на стадії кінцевого споживання, попередньо перероблений, перетворений, а також природний енергетичний ресурс, що споживається на цій стадії;

– *підведений енергетичний ресурс (energy resource supplied)* – енергоресурс, підведений до енергетичної установки для перероблення, перетворення, транспортування або використання.

– *кінцева підведена енергія (final energy або energy supplied)* – енергія, підведена до споживача перед її кінцевим перетворенням на корисну роботу (кінцевим використанням), або кількість енергії в підведеному енергетичному ресурсі або енергоносії;

– *енергопостачання* – сукупність послідовних процесів виробництва, передачі і використання енергії;

– *система енергопостачання* – сукупність установок і пристроїв, призначених для цілей енергопостачання;

– *ланцюг перетворення енергії* – сукупність процесів і відповідних елементів для їхньої реалізації, що характеризують перехід від одного виду енергії до іншого.

Енергію у вільній формі неможливо накопичувати на будь-який тривалий час, тому процеси виробництва і споживання енергії мають збігатися в часі або відбуватися безпосередньо один за одним і бути пов'язаними між собою відповідною ланкою передачі. Це суттєво впливає на характер виробничих, технічних та економічних зв'язків енергетики з іншими галузями матеріального виробництва і стосується структури та форм розвитку власне енергетики і систем енергопостачання.

У низці випадків вживають поняття *види енергії*, під яким розуміють різні джерела енергії. Зокрема, розглядають невідновлювані ПЕР: викопне органічне паливо (вугілля, нафту, природний газ, торф, горючі сланці), ядерну енергію. Існують й інші ПЕР або джерела енергії, наприклад біомаса, енергія сонця, вітру, хвиль, гідроенергія, геотермальна енергія. Це відновлювані види енергії, на відміну від викопного палива, що утворилося в процесі біохімічних реакцій у надрах Землі сотні мільйонів років тому.

Усі зазначені вище види енергії – це первинні енергетичні ресурси, вони утворюють першу ланку ланцюга перетворення енергії (рис. 1.1) [1].

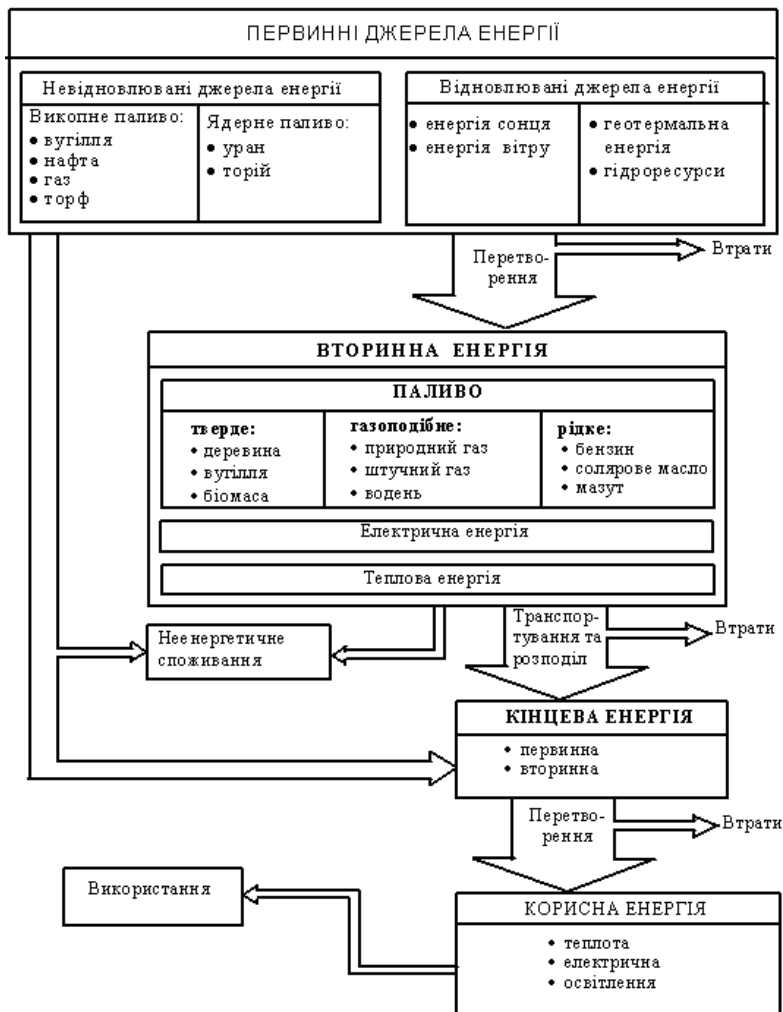


Рисунок 1.1 – Структура енергопостачання

Ця схема наочно демонструє шлях енергії від вихідного стану до кінцевого споживання, показує загальний взаємозв'язок між джерелами енергії і видами кінцевої енергії. Наприклад, сира нафта, яку видобувають із надр землі, є первинним джерелом енергії, що застосовують обмежено. Її можна перетворити на корисніші такі вторинні джерела енергії, як бензин, газове паливо, мазут, дизельне паливо тощо.

Такі перетворення пов'язані зі значними втратами енергії: вторинну енергію потрібно довести до споживача, що потребує додаткових витрат енергії на її транспортування та розподіл. На цьому етапі джерело енергії перетворюють на відповідний енергоносіє, який на заключному етапі використовують для отримання кінцевої корисної енергії і подачі її до пункту споживання. Наприклад, у процесі спалювання мазуту в топці одержуємо теплоносіє (водяну пару, гарячу воду), який можна подавати на технологічні потреби, опалення і гаряче водопостачання окремих об'єктів.

Основними природними (первинними) ПЕР, на яких базується сучасна енергетика, є викопне паливо (вугілля, торф, нафта, сланці, природний газ), гідроресурси (енергія річок, морів та океанів), ядерне паливо (уран, торій). Цією обставиною визначаються основні напрями розвитку сучасної енергетики: теплоенергетика (використовує органічне паливо); гідроенергетика (розвивається на базі гідроенергетичних ресурсів); атомна енергетика (основана на перетворенні внутрішньоядерної енергії на інші види).

Основними видами продукції енергетичної галузі є електрична і теплова енергія. Пристрої, у яких енергія природних енергетичних ресурсів перетворюється на інші види енергії, називають енергогенерувальними (або енергогенераторами); пристрої, у яких енергія перетворюється на кінцевий вид, – енергоспоживачами (або абонентами).

Отже, виходячи із завдань енергопостачання і враховуючи ланцюг перетворення енергії, будь-яка система енергопостачання базується на визначених енергетичних ресурсах і містить три головні елементи: джерело енергії (енергогенератор), мережі (розподільні й транспортні) та енергоспоживача (абонент). Структура передавальних ланок у

системі визначається рівнем концентрації і централізації енергопостачання.

Концентрація – процес зосередження виробництва енергії на великих енергетичних об'єктах, тобто збільшення одиничної потужності і продуктивності енергетичних установок й устаткування. Концентрація – один із найважливіших чинників удосконалювання технічної бази і підвищення ефективності енергетичного виробництва.

Централізація – об'єднання споживачів енергії спільними для них енергетичними мережами і джерелами енергії, зумовлене передусім нерозривністю в часі процесів виробництва і споживання енергії. Централізація в енергетиці – форма раціональної організації енергопостачання.

Концентрація і централізація енергопостачання збільшують дальність передачі енергії, що пов'язано з додатковими капітальними та експлуатаційними витратами і втратами енергії в розподільній системі. Знизити ці втрати й збільшити дальність транспортування дозволяє підвищення потенціалу енергоносіїв, що використовують для передачі і розподілу енергії. Із огляду на це важливим елементом централізованих систем енергопостачання є трансформувальні (перетворювальні) енергоустановки. Вони призначені для зміни й регулювання рівня потенціалу енергоносіїв, а також об'єднаних в одній системі споживачів із різним рівнем потенціалу розподіленої між ними енергії.

Основною формою енергопостачання в багатьох країнах на тривалу перспективу були і залишаються централізовані системи. Об'єднуючи енергогенерувальні установки, трансформувальні й розподільні пристрої та енергоспоживачів, вони характеризуються єдністю принципів формування і режиму роботи всіх ланок, взаємозалежністю процесів виробництва, розподілу і використання енергії. Концентрація і централізація – неодмінна умова створення ефективних форм енергопостачання, розширення сфер і подальшого впровадження найраціональніших видів енергії в різні технологічні процеси. Із цим пов'язане об'єднання власне енергетики, паливодобувних галузей і переробної промисловості в єдиний ПЕК.

1.2 Паливно-енергетичний комплекс

Паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) – один із найбільших, чітко виражених комплексів будь-якої національної економіки, що становить єдину систему енергопостачання країни і охоплює сукупність процесів виробництва, перетворення, транспорту і розподілу паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР).

Головною метою функціонування ПЕК є ефективне і надійне забезпечення потреб народного господарства України енергією необхідної якості (електричної і теплової), а також у вигляді тих чи інших енергоносіїв. ПЕК складається з кількох економічно самостійних галузей: електроенергетики, теплоенергетики та паливної промисловості.

Тепло- і електроенергетика або енергетична промисловість України охоплює сукупність процесів виробництва, транспорту та розподілу електричної та теплової енергії, що реалізуються атомними електростанціями (АЕС), тепловими електростанціями на органічному паливі (ТЕС, ТЕЦ), гідравлічними (ГЕС) та гідроаккумуляційними (ГАЕС) електростанціями, котельними, лініями електропередач, електричними і тепловими мережами Міненерго; електростанціями, розподільними електричними та тепловими мережами, що не належать Міненерго; енерго- та паливно-збутовими організаціями.

Крім перерахованих ТЕЦ, ТЕС, ГЕС, АЕС та інших потужних джерел теплової та електричної енергії України є значна кількість малих систем теплоелектрогенерування, які розосереджені по містах, населених пунктах і різних галузях промисловості. Це – районні опалювальні та опалювально-виробничі котельні, заводські ТЕС, ТЕЦ і котельні, промислові печі, побутові енергоустановки, призначені для обслуговування декількох будівель та споруд, індивідуальних будівель, котеджів, приватних будинків тощо.

Задані енергогенерувальні джерела мають ознаки окремої (єдиної) галузі зі своєю продукцією у вигляді тепло- та електроенергії, зі своїми потребами в паливі, обладнанні, матеріалах, інвестиції і т. д. і, головне, – зі своїм, досить

суттєвим внеском до загострення екологічної обстановки. Власно кажучи, це – своєрідний паливно-енергетичний комплекс, званий малої енергетикою, який є найбільш енергоємною галуззю України.

Перераховане вище коло об'єктів «традиційної» малої енергетики може бути розширене завдяки джерелам відновлюваної енергії – установок та споруд, що використовують енергію сонця, вітру, біомаси; геотермальну, низькопотенційну енергії тощо.

Важливою складовою ПЕК є паливна і паливпереробні галузі. Паливна промисловість України охоплює сукупність процесів із видобутку природних видів палива та їхнього перероблення (сортування, збагачення, безпосередньої переробки), які реалізуються вугільною, газовою, нафтовою (нафтовидобувною), нафтопереробною, торф'яною та атомною промисловістю.

Економіка України становить складну інтегровану структуру з величезним обсягом галузей важкої промисловості – спадщина паливної, енергетичної та металургійної бази Радянського Союзу. Постійне у минулому нарощування обсягів виробництва ресурсоємною та електроємною продукції спричинило перетворення України з експортера паливних ресурсів в імпортера. І це за енергоємності валового внутрішнього продукту в 4–5 разів вище середньої по Європі, що вкрай загостило ситуацію підчас переходу цін енергоносіїв на світовий рівень. Як наслідок, практично по всіх галузях зросла енергетична складова собівартості продукції.

Незважаючи на наявність в Україні виробництв із новітніми технологіями, більшість фондів промисловості (особливо вугледобувної та енергетичної), є наразі фізично і морально застарілими, що потребують реконструкції або заміни. Енергетика відіграє особливу роль, забезпечуючи не тільки виробництво, але й життєдіяльність населення. Зазначені вище обставини не могли не позначитися на діяльності паливної промисловості. Тенденції та обсяги видобутку в Україні окремих видів органічного палива подані в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Баланс (зокрема прогнозований) видобування органічного палива в Україні

Вид пального	Показник	Роки					
		1990	1995	2000	2005	2010	2030
Вугілля, млн т	Ресурси вугілля всього	164,8	83,58	62,4	64,6	83,83	130,3
	Власний видобуток	–	–	–	56,9	75,23	115,7
	Імпорт	–	–	–	7,7	8,6	14,6
Нафта, млн т	Ресурси нафти всього	5,25	4,09	8,39	8,9	10,6	29,0
	Власний видобуток	–	–	3,69	4,3	4,2	14,6
	Імпорт	–	–	4,7	4,6	6,4	14,4
Газ, млрд м ³	Ресурси газу всього	28,1	18,12	17,9	76,4	52,1	49,5
	Власний видобуток	–	–	–	20,6	19,7	40,1
	Імпорт	–	–	–	55,8	32,4	9,4

1.3 Паливно-енергетичні ресурси та їхнє використання

Розглянемо більш детально питання про паливно-енергетичні ресурси та їхнє використання.

Такі фактори, як знос основних фондів, застаріла структура генерації, дефіцит енергетичної сировини, значні втрати електричної і теплової енергії під час їхньої передачі, призводять до зниження якості, надійності й економічності електропостачання споживачів. Зазначена проблема є державною і вимагає значних інвестицій в електроенергетику.

У роботі [2, 3] наведено дані про стан електроенергетики України на початок 2011 року. Відзначено, що зношені потужності енергоблоків АЕС і ТЕС, а також зупинки блоків ТЕС, пов'язані з нічним провалом і піковим навантаженням, призводять до значних втрат дефіцитного палива. Невирішеним залишається питання нерівномірності споживання електроенергії, що також спричиняє підвищення використання паливно-енергетичних ресурсів.

Стан традиційної та відновлюваної енергетики в Україні показано в таблиці 1.2. Найефективнішими в перспективі є вітроенергетика, сонячна енергетика, біоенергетика, гідроенергетика, геотермальна енергетика та нетрадиційна

енергетика на основі позабалансових джерел енергії (шахтний метан, природний газ малих газових, газоконденсатних і нафтоконденсатних родовищ, попутний нафтовий газ, промислові гази та енергетичний потенціал надлишкового тиску газових потоків).

Таблиця 1.2 – Виробництво електроенергії за типами електростанцій в Україні за 2011 – 2015 рр.[4]

Типи електростанцій	Виробництво електроенергії, млн кВт·год				
	2011 р.	2012 р.	2013 р.	2014 р.*	2015 р.*
Теплові електростанції (<i>питома вага, %</i>)	93 633,7 (48,0)	97 125,1 (48,8)	95 487,5 (49,2)	83 548,8 (45,7)	67 523,5 (41,3)
Атомні електростанції (<i>питома вага, %</i>)	90 247,7 (46,3)	90 137,4 (45,4)	83 209,0 (42,8)	88 389,1 (48,3)	87 627,4 (53,5)
Гідроелектростанції (<i>питома вага, %</i>)	10 945,9 (5,6)	10 993,7 (5,5)	14 472,2 (7,4)	9 318,3 (5,1)	6 970,5 (4,3)
Вітрові електростанції (<i>питома вага, %</i>)	89,5 (0,01)	288,2 (0,1)	638,6 (0,3)	1 130,2 (0,6)	1 084,4 (0,7)
Сонячні електростанції (<i>питома вага, %</i>)	30,1 (0,01)	333,3 (0,2)	570,0 (0,3)	429,0 (0,2)	476,5 (0,2)
Усього (<i>питома вага, %</i>)	194 946,8 (100)	198 877,7 (100)	194 377,3 (100)	182 815,4 (100)	163 682,3 (100)

*Починаючи з 2014 р. наведено без урахування тимчасово окупованої території АРК, м. Севастополь та частини зони проведення антитерористичної операції.

Робити висновки щодо їхнього потенціалу можна за таким прикладом: економія традиційних паливно-енергетичних ресурсів шляхом освоєння відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), заміщення традиційних ПЕР нетрадиційними джерелами енергії і використання альтернативних видів палива в Україні за період 1997–2002 рр. склала близько 59 млн т у. п. Прогноз розвитку до 2030 р. наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Перспективні напрямки та рівні освоєння енергії відновлюваних джерел в Україні до 2030 року

Напрями освоєння ВДЕ	Обсяги заміщення ПЕР завдяки ВДЕ по рокам, тис. т у. п./рік						
	2001	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Вітроенергетика	14,4	158	591	2 751	4 289	6 378	8 901
Сонячна енергетика	2,44	14,6	50,5	145,1	328,0	590,96	927,6
Гідроенергетика	3 857	3 817	4 065	4 128	4 565	4 911	5 143
Біоенергетика	988	1 267	2 662	4 474	6 318	7 880	9 215
Геотермальна енергетика	7,5	110	262	1 983	3 733	5 459	7 000
Сумарні обсяги заміщення традиційних ПЕР	4 869,34	5 366,6	7 630,5	13 481,1	19 233,0	25 219,0	31 186,6

Як видно, завдяки відновлюваній енергетиці до 2030 року можливе покриття $\approx 50\%$ загального річного технічно досяжного енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України (63 млн т у. п.) [5, 6].

Основа електроенергетики України – об’єднана енергетична система (ОЕС) є одним із найпотужніших енергооб’єднань Європи. Вона здійснює централізоване електрозабезпечення споживачів, а також взаємодію з енергетичними системами суміжних країн. Це динамічна, що працює на всій території країни, система, процеси в якій контролюються у режимі реального часу. Надзвичайно важливою проблемою є забезпечення її надійної і стабільної роботи [5].

Загальна електрогенерувальна потужність України становить ≈ 55 млн кВт, зокрема: установлена потужність ТЕС і ТЕЦ – 63,1 %, АЕС – 25,8 %, ГЕС і ГАЕС – 10 %, ВЕС і СЕС – 1,1 %. Відповідно до Стратегії розвитку ПЕК до 2030 р. величина генеруючих потужностей становитиме понад 70 млн кВт.

Визначення і оцінка ситуації у сфері видобутку паливно-енергетичних ресурсів і споживання електроенергії, пропозиції заходів щодо її поліпшення є важливою складовою підвищення енергетичної безпеки держави.

За часів Радянського Союзу Україна була одним із найпотужніших паливно-видобувних регіонів, хоча забезпечити свої потреби в енергоресурсах могла лише на 70–80 %.

За чисельності населення менше 1 % світового Україна споживає більше 2 % від усього споживання енергоресурсів на землі (за рік – близько 210 млн т у. п.) і займає 15 місце серед країн – найбільших споживачів паливно-енергетичних ресурсів. Згідно з даними роботи [7] Україна в листопаді 2007 р. вийшла на перше місце в Європі за енерговитратністю, яка на одиницю ВВП у 3,5 рази вище, ніж у промислово-розвинених країнах Європи, 2,5 рази вище, ніж у країнах Східної Європи та у 1,6 рази – ніж у Білорусії. Іншими словами, Україна має один із найвищих показників споживання енергії на душу населення.

Особливістю паливно-енергетичного балансу країни є висока питома вага вугілля та атомної енергії, незначна – гідроенергії і нафти. Як відомо, однією з головних переваг атомної енергії є те, що по виробленій енергії 7 г збагаченого урану (одна таблетка ТВЕЛ) еквівалентні 730 кг вугілля або 570 л нафти. Неважко порахувати, яка кількість енергоресурсів потрібна щорічно, щоб забезпечити встановлену потужність усіх українських АЕС (близько 50 % усієї електроенергії країни).

Домінуюче місце займає вугільна промисловість України, яка є давньою і традиційною галуззю народного господарства. За даними Міністерства енергетики та вугільної промисловості, у 2016 р., порівняно з 2015 р., Україна збільшила видобуток вугілля на 2,82 % (на 1,12 млн т) до 40,864 млн т [8]. Зокрема, видобуток енергетичного вугілля у 2016 р. збільшився на 3,45 % (на 1,09 млн т) до 32,503 млн т, видобуток коксівного вугілля – на 0,44 % (на 36,28 тис. т) до 8,361 млн т [9, 10]. Середньодобовий видобуток вугілля склав 47,9 тис. т (на 19,8 % менше). Графік видобутку вугілля за 2015 – 2016 рр. наведено на рисунку 1.2. Наведені вище дані враховують сучасний стан військових дій на території Донецької та Луганської областей.

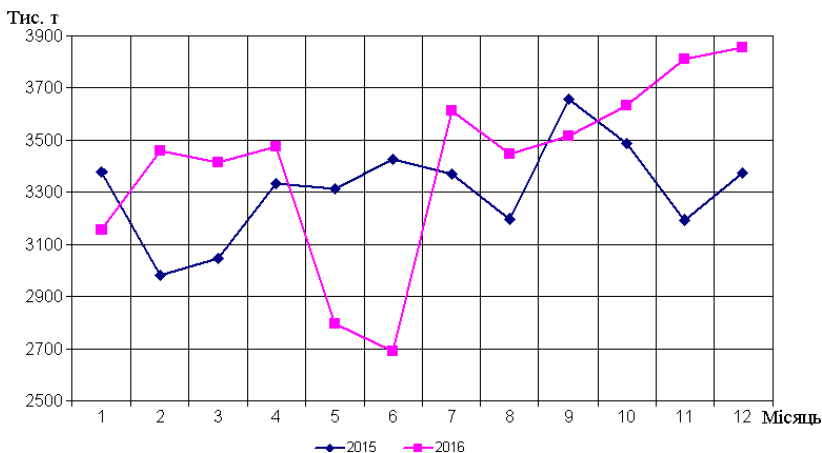


Рисунок 1.2 – Виробництво вугілля у 2015–2016 рр.

За обсягами використання первинних енергоносіїв вугілля займає третє місце після природного газу і нафти і використовується в таких базових секторах економіки, як виробництво електроенергії та металургійна промисловість: 75 % – як паливо, 25 % – як технологічна сировина для чорної металургії, хімічної та інших галузей.

Вугледобувні підприємства, що належать до сфери управління профільного міністерства, добули 5,789 млн т вугілля (на 14,1 % менше рівня 2015 р.), зокрема енергетичного – 4,228 млн т (на 11,8 % менше), коксівного – 1,561 млн т (на 19,9 % менше) [9, 11].

Вугледобування негативно позначається на екології. Наприклад, у 1 185 відвалах накопичилося близько 1,3 млрд т породи (цей обсяг щорічно збільшується на 60 млн т), які у 397 відвалах горять, викидаючи в атмосферу понад 500 тис. т шкідливих газоподібних речовин. До них варто додати ще 5,6 млрд м³ метану, що видається на-гора вентиляційними шахтами діючих розробок [5]. У відпрацьованих просторах йде процес просідання земної поверхні, порушується гідродинамічний режим вод, підтоплюються житлові приміщення, заболочуються орні землі. Для ліквідації або хоча б

зменшення впливу цих негативних процесів потрібні величезні кошти, яких немає.

Подібна ситуація в недавньому минулому спостерігалася і у вугільній галузі країн Європи. Проте останніми десятиліттями політика країн ЄС щодо вугледобувної галузі змінилася. Обсяг асигнувань у неї, наприкінці минулого століття скоротився з 1031 млн єкю в 1990 р. до 390 млн єкю у 1998 р. Франція має намір узагалі припинити власний видобуток вугілля, різко скоротили видобуток Німеччина і Великобританія. Німеччина, де понад 90 % видобутого бурого вугілля, який традиційно використовувався для вироблення електроенергії і тепла, здійснила мільярдні інвестиції в новітні технології в галузі енергетики [5]. В Україні навпаки – вугілля буде ще довгий час основним енергоносієм (понад 32 % усіх енергоносіїв). Але, виходячи з економічної ситуації, необхідно використовувати й інші паливно-енергетичні ресурси.

За оперативними даними Міністерства енергетики та вугільної промисловості, Україна у 2016 р. скоротила обсяг видобутку нафти і газового конденсату до 2,237 млн т (на 7,5 % менше, ніж у 2015 р.), зокрема нафти – 1,597 млн т (на 9,8 % менше). Видобуток газового конденсату знизився на 2,5 % (на 16,1 тис. т) – до 640 тис. т [9, 12] (діаграма «Видобуток нафти та газового конденсату в Україні»[13]). Тенденцію видобутку нафти з газовим конденсатом наведено рисунку 1.3.

Можливості нарощування обсягів видобутку є обмеженими через те, що основні родовища в Україні вичерпуються, а потенційні джерела збільшення видобутку нафти для внутрішнього ринку не освоюються через відсутність інвестицій. Загалом, за останні 10 років видобуток української нафти знизився на 45 % [14]. Згідно з прогнозами, частка цього виду палива у структурі світового споживання буде різко скорочуватися до 2020 р. з 38 % до 8–10 %.

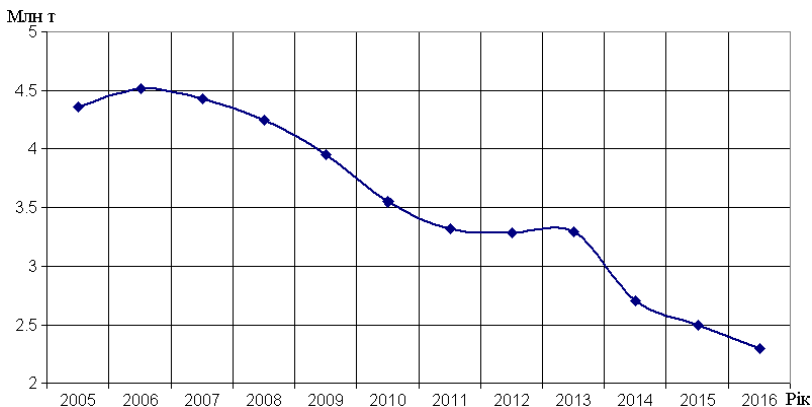


Рисунок 1.3 – Видобуток нафти з газовим конденсатом за 2005–2016 рр.

На сьогодні частка нафти і газу в загальному балансі використання первинних енергоресурсів України становить близько 50 %. Пріоритетним енергоресурсом є природний газ, частка якого в енергобалансі за останні роки складає 38–41 %. Темпи власного видобутку газу за період 2005–2016 роки подано на рисунку 1.4.

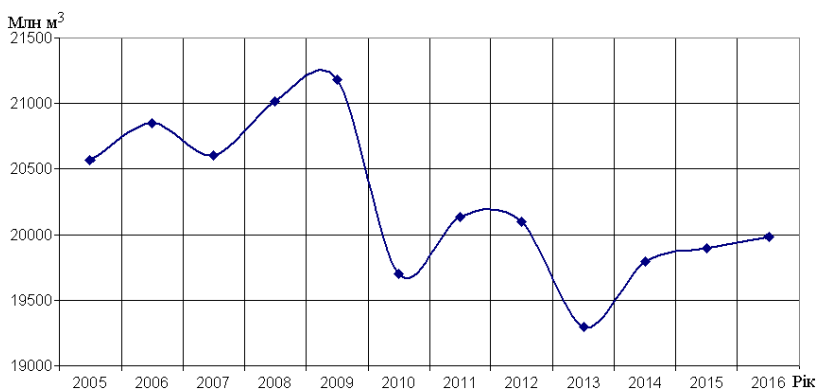


Рисунок 1.4 – Видобуток природного газу за 2005–2016 рр.

Україна належить до країн із дефіцитом власних природних вуглеводневих ресурсів, але за даними 2016 року завдяки

власному видобутку задовольняє потребу в газі у повному обсязі (таблиці 1.4). Загальний видобуток природного газу в Україні у 2016 році становив майже 20 млрд м³ [15].

Таблиця 1.4 – Баланс природного газу в Україні у 2015–2016 рр., млрд м³ [15]

Показник	2015 р.	2016 р.	+/-
Ресурси природного газу, загалом, зокрема:	110,642	122,115	11,473
Видобуток	19,896	19,987	0,091
Надходження, зокрема:	83,548	93,274	9,726
(а) для України, зокрема:	16,454	11,078	-5,376
• російський газ (ПАТ «Газпром»)	6,140	0,000	-6,140
• інші	10,314	11,078	0,764
(б) газ для транзиту територією України, зокрема:	67,084	82,199	15,115
• ПАТ «Газпром»	67,084	82,199	15,115
Відбір газу з ПСГ, зокрема:	6,969	8,392	-1,432
• ПАТ «Укртрансгаз»	6,969	8,392	-1,432
Відбір (-) з ГТС, зокрема:	-0,229	-0,462	-0,691
• ПАТ «Укртрансгаз»	-0,229	-0,462	-0,691
Ресурс газу України	42,982	39,920	-3,062

Питома вага природного газу в загальному споживанні котельно-підного палива становить близько 54 %, тоді як вугілля – лише 24 %, топковий мазут – 6 % [16]. Отже, якщо в структурі виробництва власних енергетичних ресурсів переважає вугілля, то в структурі споживання провідна роль належить природному газу.

Сьогодні в Україні зберігається парадоксальна ситуація – обсяги споживання переважно імпортованого природного газу в 1,7 рази більше обсягів споживання вугілля (переважно власного видобутку) і майже вдвічі перевищують його питому вагу у світовому паливно-енергетичному балансі. У найближчому майбутньому споживання цього виду палива зростатиме найбільш швидко і динамічно, оскільки газ є ефективним і достатньо екологічно чистим джерелом електроенергії. За даними XXI Світового газового конгресу (Ніцца, 2000 р.), світовий попит на газ зросте до 2020 р.

порівняно з нинішнім періодом на 50 %, а до 2030 р. – у два рази [5]. Частка газу в енергозабезпеченні Німеччині, наприклад, збільшиться з 21 % у 1998 р. до 24 % у 2010 р. [6]. Як було показано раніше, пріоритетною сировиною для вироблення електроенергії в США і розвинених країнах Європи буде природний газ. Свідченням цього є зростання експорту природного газу з Норвегії з 26 млрд м³ у 1990 р. до 42,3 млрд м³ у 1997 р., із Росії (об'єм експорту в Європу перевищив 120 млрд м³ у рік), Алжиру (експортні можливості його досягли наразі 32,5 млрд м³ трубопроводами та 34,1 млрд м³ у вигляді зрідженого газу), Туркменістану та інших країн-експортерів. Потреби в газі (у перерахунку на нафту) у країнах ЄС зростуть із 269 млн т у 1998 р. до 431 млн т у 2020 р.

Подібна ситуація з природним газом і в Україні. Щорічно видобуваються 18,0 млрд м³ – 18,2 млрд м³, які достатні тільки для побутового постачання. Інший обсяг (річна потреба становить 80 млрд м³ – 85 млрд м³) у найближчому майбутньому доведеться імпортувати. Наприклад, у 1999 р. закупівлі природного газу обійшлися казні в 1 694,1 млн дол. США. Останніми роками газ суттєво подорожчав і така тенденція збережеться і в майбутньому.

Залежність країни від імпорту палива в останні роки становить більше 60 %. Цей факт погіршує економічну ситуацію та вимагає вирішення багатьох економічних, технічних і політичних питань. А головне, ставить під сумнів енергетичну незалежність держави. Виробництво електро- і теплоенергії повинно збільшуватися завдяки використанню твердого палива (вугілля), що вимагає будівництва й розширення мережі електростанцій та реалізацію заходів з охорони довкілля. Важливим напрямом розвитку електроенергетики також є зростання ролі атомної енергетики.

В умовах значних ускладнень у забезпеченні потреб народного господарства України в паливно-енергетичних ресурсах особливо актуальним є використання нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії. Україна володіє значним їхнім потенціалом, економічний базис якого становить близько 100 млн т у. п., хоча частка використання в енергетичному балансі країни є незначною.

Базовою галуззю народногосподарського комплексу є електроенергетика. Використання електроенергії – є рушійною силою науково-технічного прогресу. Обсяги та структура виробництва електроенергії подано в таблиці 1.5 [17].

Таблиця 1.5 – Динаміка і структура виробництва електроенергії по Україні

Групи виробників	2015 рік		2016 рік		+/- до 2015 р.	
	млн кВт·год	у % до заг. виробн.	млн кВт·год	у % до заг. виробн.	млн кВт·год	%
Виробіток електроенергії – усього	157 665,2	100,0	154 817,2	100,0	-2 848,0	-1,8
зокрема:						
ТЕС та ТЕЦ, із них:	55 461,7	35,2	56 611,6	36,6	1 149,9	2,1
ТЕС ГК – усього	49 386,3	31,3	49 902,3	32,2	516,0	1,0
ТЕЦ	6 075,4	3,9	6 709,3	4,3	633,9	10,4
ГЕС та ГАЕС, із них:	6 808,5	4,3	9 118,8	5,9	2 310,3	33,9
ГЕС	5 234,9	3,3	7 484,8	4,8	2 249,9	43,0
ГАЕС	1 573,6	1,0	1 634,0	1,1	60,4	3,8
АЕС	87 627,5	55,6	80 950,0	52,3	-6 677,5	-7,6
Альтернативні джерела (ВЕС, СЕС, біомаса)	1 591,1	1,0	1 560,0	1,0	-31,1	-2,0
Блок-станціями та іншими джерелами	6 176,4	3,9	6 576,8	4,2	400,4	6,5

За січень – грудень 2016 року, за оперативними даними, обсяг виробництва електричної енергії електростанціями України, які входять до Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, склав 154 817,2 млн кВт·год, що на 2 848,0 млн кВт·год або на 1,8 % менше, ніж за 12 місяців 2015 року. Водночас тепловими електростанціями енергогенерувальних компаній вироблено 49 902,3 млн кВт·год, що на 516,0 млн кВт·год, або на 1,0 % більше, ніж за 12 місяців 2015 року. Теплоелектроцентралями вироблено 6 709,3 млн кВт·год, що на 633,9 млн кВт·год, або на 10,4 % більше, ніж за відповідний період 2015 року. Атомними електростанціями вироблено 80950,0 млн кВт·год, що порівняно з відповідним періодом

2015 р. менше на 6 677,5 млн кВт·год, або на 7,6 %. Гідроелектростанціями та гідроакмулювальними електростанціями за 12 місяців 2016 року вироблено 9 118,8 млн кВт·год, що на 2 310,3 млн кВт·год, або на 33,9 % більше, ніж за відповідний період 2015 року.

Виробіток ТЕС та ТЕЦ за 12 місяців 2016 року від загального по ОЕС складав 36,6 %, виробіток електроенергії АЕС складав 52,3 %, а виробіток ГЕС та ГАЕС – 5,9 %. За 12 місяців 2015 р. частка виробітку ТЕС та ТЕЦ, АЕС, ГЕС та ГАЕС складала відповідно 35,2 %, 55,6 % і 4,3 %.

Варто зауважити, що виробництво електроенергії блок-станціями та іншими джерелами за 12 місяців 2016 року склало 6 576,8 млн кВт·год, що на 400,4 млн кВт·год, або на 6,5 % більше, ніж за відповідний період 2015 року.

Виробництво електроенергії альтернативними джерелами (ВЕС, СЕС, біомаса) за 12 місяців 2016 року склало 1 560,0 млн кВт, що на 31,1 млн кВт·год, або на 2,0 % менше, ніж за відповідний період 2015 року.

За 12 місяців 2016 року тепловими та атомними електростанціями і районними котельнями Міненерговугілля відпущено 23 327,6 тис. Гкал, що на 291,3 тис. Гкал або на 1,3 % більше, ніж за відповідний період минулого року.

Загалом за останні 10 років на частку промислового виробництва припадає близько 50 % загального споживання електроенергії, зокрема: металургійне – 26,6–27 %, паливне – 6,4–6,6 %, машинобудівне – 4,3 %, хімічне та нафтохімічне – 4,1–4,3 %, харчове та переробне – 3,1 %, решта – 3,8 %.

За січень – грудень 2016 року спостерігається зменшення електроспоживання (брутто), яке склало 149 346,0 млн кВт·год, що на 1 139,9 млн кВт·год, або на 0,8 % менше, ніж за 12 місяців 2015 року. Споживання електроенергії (нетто) галузями національної економіки та населенням становить 117 657,3 млн кВт·год, що на 1 069,6 млн кВт·год або на 0,9 % менше аналогічного показника 2015 року. Структуру споживання електроенергії за видами економічної діяльності у 2016 р. наведено у таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Динаміка і структура споживання електроенергії за 2016 р.

Групи споживачів	Ел. споживання 2016 р., млн кВт·год	+ / - до 2015 р., млн кВт·год	+ / - до 2015 р., %	Питома вага, % (2015 р.)	Питома вага, %
Споживання е/е (брутто)	149 346,0	-1139,9	-0,8	–	–
Споживання е/е (нетто)	117 657,3	-1069,6	-0,9	100,0	100,0
зокрема:					
1. Промисловість	49 821,9	-378,3	-0,8	42,3	42,3
зокрема:					
Паливна	3 575,9	-708,7	-16,5	3,6	3,0
Металургійна	28 760,2	5,1	0,0	24,2	24,4
Хімічна та нафтохімічна	2 968,4	-116,2	-3,8	2,6	2,5
Машинобудівна	3 675,5	5,8	0,2	3,1	3,1
Будів. матеріалів	2 204,3	137,0	6,6	1,7	1,9
Харчова та переробна	4 214,2	148,0	3,6	3,4	3,6
Інша	4 423,4	150,7	3,5	3,6	3,8
2. Сільгосппоживачі	3 515,6	173,3	5,2	2,8	3,0
3. Транспорт	6 745,5	-61,5	-0,9	5,7	5,7
4. Будівництво	806,5	58,9	7,9	0,6	0,7
5. Ком.-побутові споживачі	15 102,9	-92,0	-0,6	12,8	12,8
6. Інші непромисл. споживачі	5 971,7	16,8	0,3	5,0	5,1
7. Населення	35 693,2	-786,8	-2,2	30,7	30,3

Загалом зменшення електроспоживання (нетто) відбулося, переважно, завдяки зменшенню споживання паливною промисловістю (на 19,9 %), металургійною (на 2,0 %), машинобудівною промисловістю (на 1,6 %), комунально-побутовими споживачами (на 1,2 %), населенням (на 4,4 %).

Покриття базової частини добового графіка навантаження найбільш економічно забезпечувати за рахунок АЕС через складність регулювання частоти і враховуючи умови безпеки експлуатації реакторів.

ТЕЦ працюють максимально економічно, коли їхня електрична потужність відповідає тепловому споживанню.

Використання потужності ГЕС має задовольняти мінімальному пропуску води, необхідній за санітарними вимогами та умовами судноплавства. Разом з тим покриття пікової частини добового графіка навантаження, переважно, забезпечується завдяки агрегатам ГЕС і ГАЕС, які допускають можливість частих увімкнень і вимкнень, а також швидких змін навантажень.

Очевидно, що нерівномірніший графік навантаження енергосистеми, то більша потужність ГЕС та ГАЕС потрібна для забезпечення економічної роботи інших генерувальних агрегатів електростанцій без різкого зниження їхнього навантаження в нічні години, вихідні та передсвяткові дні або вимкнення частини цих агрегатів у ці години [18].

Різниця між максимальним і мінімальним навантаженнями восени за добу становить приблизно 7 500 МВт. У літній період ця різниця дещо менша і становить близько 5 400 МВт. У години мінімуму для заповнення провалу графіка навантаження відбувається закачування ГАЕС. У години максимального споживання електроенергії ГЕС та ГАЕС покривають 40–50 % різниці між максимальним і мінімальним навантаженнями. Решту доводиться покривати ТЕС, що призводить до необхідності зупинки вночі на 4–6 годин близько 17 блоків ТЕС восени (7 блоків улітку). За такого регулювання, більшу частину часу блоки ТЕС працюють у режимі недовантаження, що призводить до зменшення коефіцієнта корисної дії, збільшення експлуатаційних витрат і перевитрати палива.

На підставі аналізу виробництва і споживання електричної енергії можна зробити висновки, що Україна володіє надлишковими потужностями з виробництва електроенергії і тому частину виробленої електроенергії (2–5 %) можна експортувати. Тенденція зміни експорту електроенергії наведені на рисунку 1.5.

Україна здійснює експорт електроенергії через електромережі «енергоострова Бурштинської ТЕС», який з 1 липня 2002 р. включено в паралельну роботу з ENTSO-E (Європейська мережа системних операторів із передачі електроенергії). Порядок експорту електроенергії в Україні регулює Постанова НКРЕ «Про порядок проведення аукціонів щодо доступу до пропускної спроможності міждержавних

електричних мереж України для експорту електричної енергії» № 1450 від 8 листопада 2012 р. [19].

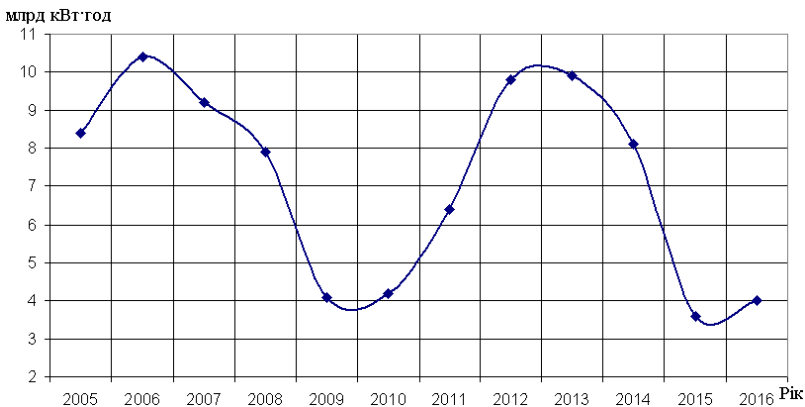


Рисунок 1.5 – Експорт електроенергії з України

Згідно з даними Міністерства енергетики та вугільної промисловості, у 2016 р. країна збільшила експорт електроенергії на 10,3 % (на 375,3 млн кВт·год), порівняно з 2015 р. – до 4,017 млрд кВт·год (діаграма «Експорт електроенергії з України»). Разом із тим у 2016 р. країна імпортувала 0,077 млрд кВт·год електроенергії проти 2,296 млрд кВт·год у 2015 р. [15]. Країни і обсяги експортованої електроенергії наведені в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Експорт електроенергії з України у 2015 – 2016 рр. по країнах

Країна	2015 р., млн кВт·год	2016 р., млн кВт·год	Зміна	
			млн кВт·год	%
Угорщина	3 531,0	3 056,0	-475,4	-13,5
Словаччина	21,9	0,1	-21,8	-99,5
Польща	66,5	957,4	890,9	1339,7
Білорусь	0,8	–	-0,8	-100
Молдова	17,6	3,7	-13,9	-79,0
РФ	3,8	–	-3,8	-100
Усього	3 641,6	4 016,9	375,3	10,3

Поставки до Польщі зросли на 890,9 млн кВт·год – до 957,4 млн кВт·год. До Молдови було поставлено 3,7 млн кВт·год проти 17,6 млн кВт·год у 2015 р. У Білорусь електроенергія не поставлялася, тоді як у 2015 р. було поставлено 0,8 млн кВт·год [20]. Експорт електроенергії до РФ у 2016 р. не здійснювався, тоді як у 2015 р. було поставлено 3,8 млн кВт·год. Україна послідовно нарощує обсяги експорту електроенергії.

Електроенергія, як і будь-який інший товар, має відповідати певним критеріям якості, у цьому випадку, рівню напруги в електромережі. Потрібно чітко дотримуватися встановлених параметрів напруги і частоти. Забезпечити їх можна завдяки регулювальним енергопотужностям, які вмикаються в моменти пікового зростання споживання і вимкаються на період спаду. У вітчизняній енергосистемі можливість маневрувати потужностями електростанцій обмежена.

Найбільш проблемним фактом української енергетики є значний знос енергетичного обладнання, основу якого складають блоки ТЕС і АЕС. Коефіцієнт зносу потужностей атомних енергоблоків досяг 65 %. Зараз в Україні на 4-х АЕС діють 13 – ВЕР-1000 і 2 – ВЕР-440 ядерних енергоблоків із загальною встановленою потужністю 13 835 МВт. Із 15 атомних блоків для 12 енергоблоків у цьому 10-річчі завершується запланований термін експлуатації [21]. Що стосується ТЕС, то станом на 2011 рік 95 % енергоблоків відпрацювали розрахунковий ресурс (100 000 годин), а 65 % перетнули межу граничного (170 000 годин) і навіть межу фізичного зносу (200 000 годин). Регулювальні можливості пилувугільних блоків 150–300 МВт через низьку якість вугілля, що поставляється та обмежень мазуту і газу для підсвічування пальників, зменшені та складають у середньому близько 20 % номінальної потужності блока [2].

У зв'язку з малими інвестиціями в розвиток і технічне переозброєння електричних мереж, в удосконалення систем управління їхніми режимами, в облік електроенергії, виникла низка тенденцій, які негативно впливають на рівень втрат в електричних мережах. Останні становлять 12–14 %, а в деяких випадках досягають 18 %. Це говорить про використання застарілого обладнання, фізичного та морального зносу засобів

обліку електроенергії, невідповідності встановленого обладнання переданої потужності. За таких значних втрат не може бути забезпечена якість електричної енергії (по напрузі) у мережі. У наш час в експлуатації знаходиться велика кількість силових трансформаторів, які відпрацювали свій термін використання. Це призводить до виникнення питання щодо оцінки і прогнозування їхніх ресурсних показників [22].

Важливо також своєчасно розвивати Об'єднану енергетичну систему (ОЕС), випереджаючи зростання споживання енергії. Необхідно підвищення техніко-економічних показників електроенергетичного обладнання шляхом проведення реконструкції, удосконалення експлуатаційних режимів роботи, якісних ремонтів, зменшення втрат електроенергії.

1.4 Енергоспоживання, енергоємність, енергоефективність

Високорозвинені країни світу характеризуються високим рівнем енергоспоживання за низької енергоємності валового внутрішнього продукту. Україна поки що значно відстає від розвинених країн світу (рис. 1.6), але взяла чіткий курс на здобуття енергетичної незалежності. Головна мета національного плану дій з енергоефективності на період до 2020 р. [23] – зменшення кінцевого внутрішнього енергоспоживання на 9 %, або на 6,5 млн т н. е. У 2017 р. передбачається досягнення проміжного показника енергозбереження на рівні 5 %. Досягти таких показників можливо у спосіб впровадження відповідних заходів на кількох напрямках одночасно: на побутовому рівні, у промисловості, на транспорті та у сфері послуг [15].

Сучасний рівень технологічного розвитку будь-якої країни частково характеризується споживанням електричної енергії на людину (таблиця 1.8) [24]. Цей показник в Україні, станом на 2010 рік склав 3 550 (кВт·год)/люд (56 місце у світовому рейтингу), хоча ще в 2005 р. був вище (3 789 (кВт·год)/люд).

Відставання останніх років пов'язане з різким падінням споживання електроенергії промисловістю і сільським господарством України. Технологічний рівень в Україні значно нижче, ніж у розвинених країнах світу.

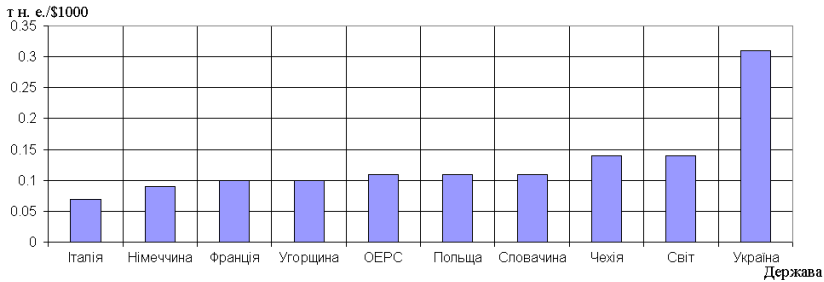


Рисунок 1.6 – Енергоємність ВВП у 2014 р., ЗППЕ/ВВП (ПКС)

Таблиця 1.8 – Споживання енергії на душу населення, т у.п./люд.

Регіони, групи країн	1990 р.		2000 р		2005 р.		2010 р.	
	Споживання							
	Тепло- ти	Електро- енергії	Тепло- ти	Електро- енергії	Тепло- ти	Електро- енергії	Тепло- ти	Електро- енергії
Північна Америка	313	12,0	325-348	15,9-17,3	252-323	17,4-19,1	322-358	19,0-20,7
Латинська Америка	50	1,4	54-57	2,1-2,4	55-59	2,4-2,9	56-62	2,6-3,6
Західна Європа	133	5,4	139-148	6,4-6,6	138-150	6,9-7,1	138-153	7,5-7,6
Східна Європа	183	5,4	200-208	7,0-7,7	203-216	7,7-8,6	208-225	8,4-9,5
Африка	23	0,5	23-24	0,7-0,8	23-24	0,7-0,9	22-25	0,8-1,1
Середній Схід і Південна Азія	20	0,4	21-22	0,6-0,7	21-22	0,7-0,9	21-23	0,8-1,0
Південно-Східна Азія і країни Тихого океану	37	0,9	38-40	1,1-1,4	38-41	1,2-1,6	38-41	1,3-1,8
Далекий Схід	39	1,2	42-45	1,5-1,7	44-47	1,6-2,1	45-50	1,8-2,5
Всього	67	2,2	68-71	2,6-2,9	66-72	2,8-3,3	66-73	3,0-3,6

Структура і динаміка світового енергоспоживання за видами енергоресурсів подані в таблиці 1.9 [25], з якої ще раз

видно, що станом на 2011 р. основними видами енергетичних ресурсів у світі є нафта, вугілля і газ. Споживання органічного палива в 2011 р. порівняно з 2010 р. збільшилося на 8,42 %. Разом із тим зменшилось використання атомної енергії на 4,3 %.

Після 2000 р. структура використання енергоресурсів, особливо, нафти і газу в Україні змінилася, і значно відрізняється від країн Європи та СНД. Виробництво енергії в Україні залежить від імпорту енергоресурсів: частина власних ПЕР складає в паливно-енергетичному балансі країни не більше 50 %. Зокрема, забезпеченість вугіллям оцінюється на рівні 88 %, нафтою – 40 %, природним газом – 37 % (станом на 2010 р.). Ядерне паливо (ТВЕЛ) цілком імпортується з Росії.

Таблиця 1.9 – Структура і динаміка світового енергоспоживання за видами енергоресурсів у 2000–2011 рр.*

Показник	Середньорічні темпи приросту, %						
	2000 р.	2005 р.	2010 р.	2011 р.	2000 – 2005 р.р.	2005 – 2010 р.р.	2011р. до 2010 р.
Глобальне енергоспоживання, млн т н. е.	9 382,0	10 755,0	11 978,0	12 275,0	2,9	2,3	2,5
Розподіл (у %)	(100,0)	(100,0)	(100,0)	(100,0)			
Нафта	3 572,0 (38,1)	3 902,0 (36,3)	4 032,0 (33,7)	40,59 (33,0)	1,8	0,7	0,7
Газ	2 176,0 (23,2)	2 498,0 (23,2)	2 843,0 (23,7)	2 906,0 (23,7)	3,0	2,8	2,32
Вугілля	2400 (25,6)	2982 (27,7)	3532 (29,5)	3724 (30,3)	4,9	3,7	5,4
Атомна енергія	584 (6,2)	625 (5,8)	626 (5,2)	599 (4,9)	1,4	0	- 4,3
Гідроенергія	599 (6,4)	662 (6,2)	779 (6,5)	792 (6,5)	2,1	3,5	1,7
ВДЕ**	51 (0,5)	84 (0,8)	166 (1,4)	195 (1,6)	12,9	19,5	17,5

* Враховуються основні традиційні ресурси, що надходять через комерційні канали.

** Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) включають енергію вітру, сонця, геотермальну енергію, побутові відходи та враховується біомаса.

Існують дві основні причини такої залежності: висока енергоємність валового внутрішнього продукту й відсутність реальної політики енергозбереження в усіх галузях народного господарства України. Перший фактор зумовлений недосконалістю структури економіки України, фізичним та моральним зносом застосовуваних технологій, відсутністю економічних стимулів ефективного використання енергоресурсів. Зіставлення динаміки зростання ВВП України і сусідніх регіонів наведено в таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 – Зіставлення динаміки зростання ВВП України і сусідніх регіонів за 2005–2012 рр.

Регіон світу	Зростання ВВП, % до поперед. року								
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2005-2012
Євросоюз	2,1	3,3	3,2	0,3	-4,3	2,1	1,6	-0,3	8,0
Україна	2,7	7,3	8,1	2,1	-14,8	4,1	5,2	0,2	14,9
Росія	6,4	7,7	8,1	5,6	-7,9	4,5	4,3	3,4	32,1
Білорусь	9,4	10,0	8,6	10,2	0,2	7,7	5,5	1,5	53,1

Як впливає з таблиці 1.10, зміна ВВП України з 2005 до 2012 р. відбулася на 14,9 %, за дуже високої енергоємності ВВП.

Якщо порівняти рівень енергозалежності України від поставок ПЕР із розвинутими країнами ЄС, то він характеризується відсутністю диверсифікації джерел первинних енергоносіїв, насамперед нафти, природного газу та ядерного палива [26, 27].

Велике значення природного газу в енергоспоживанні низки держав, які постачаються із зовнішніх джерел (%): Білорусії – 65, Італії – 42, Угорщини – 40, України – 38, Німеччині – 21, Іспанії – 20. Динаміка обсягів надлишку (нестачі) палива в основних нетто-експортують (нетто-імпортують) країнах у 2000–2011 рр. наведено в таблицях 1.11 та 1.12.

Окремі економіки, маючи дуже обмежені внутрішні енергоресурси (таблиці 1.12 і 1.13), покладаються на атомну енергію. У 2011 р. в енергобалансі Франції на її частку припадало 41 %, у Швеції – 27 %, Швейцарії – 22 %, Фінляндії – 19 %, Бельгії – 17 %, в Україні – 16 %, Республіці Корея – 13 %.

Після фукусімської катастрофи знизилася значущість ядерної енергії в Японії (із 13 до 8 %) і Німеччини (із 10 до 8 %). Провідним продуцентом атомної енергії продовжували залишатися США (31 % світового виробництва) [28].

Таблиця 1.11 – Динаміка обсягів надлишку палива в основних нетто-експортуючих країнах у 2000–2011 рр.

Держава	Надлишок виробництва над споживанням, млн т н. е.				Частка виробництва, що залишається для внутрішнього ринку, %			
	2000 р.	2005 р.	2010 р.	2011 р.	2000 р.	2005 р.	2010 р.	2011 р.
Росія	362	553	594	605	37	46	47	47
Саудівська Аравія	383	437	344	396	76	74	63	65
Катар	46	67	145	174	81	76	85	86
Норвегія	191	200	180	169	81	81	81	80
Кувейт	96	110	102	118	83	78	76	78
Іран	125	122	118	117	51	41	35	34
Казахстан	44	74	106	110	52	61	68	69
Венесуела	147	132	108	104	69	65	56	54

Таблиця 1.12 – Динаміка обсягів нестачі палива в основних нетто-імпортуючих країнах у 2000–2011 рр.

Держава	Надлишок виробництва над споживанням, млн т н. е.				Частка виробництва, що залишається для внутрішнього ринку, %			
	2000 р.	2005 р.	2010 р.	2011 р.	2000 р.	2005 р.	2010 р.	2011 р.
США	634	721	545	461	27	31	24	20
Японія	417	435	408	414	81	83	81	87
Південна Корея	161	186	220	226	85	84	86	86
Індія	84	113	180	209	28	31	35	37
ФРН	214	214	212	201	64	64	66	66
Китай	32	29	124	166	3	2	5	6
Італія	146	158	143	139	86	85	83	82
Франція	142	146	138	129	56	56	55	53
Іспанія	99	125	109	110	76	81	73	75
Тайвань	78	96	100	98	89	90	90	89

Таблиця 1.13 – Міжнародні постачання природного газу та ЗПГ у 2007 – 2011 рр., млрд м³

Держава	2007 р.			2010 р.			2011 р.		
	Трубопроводами	ЗПГ	Усього	Трубопроводами	ЗПГ	Усього	Трубопроводами	ЗПГ	Усього
Експорт									
Росія	148	0	148	190	13	203	207	14	221
Норвегія	86	0	86	96	5	101	93	4	97
Катар	1	38	39	19	76	95	19	103	122
Алжир	34	25	59	37	19	56	34	17	51
США	22	1	23	30	2	32	41	2	43
Імпорт									
США	109	22	131	93	12	105	88	10	98
ФРГ	84	0	84	92	0	92	84	0	84
Японія	0	89	89	0	95	95	0	107	107
Італія	72	2	74	66	9	75	61	9	70
Франція	34	13	47	35	14	49	32	15	47
Велико-британія	28	1	29	35	19	54	28	25	53
Туреччина	31	6	37	28	8	36	36	6	42
Росія	0	0	0	33	0	33	30	0	30
Україна	0	0	0	33	0	33	41	0	41
Іран	–	–	–	8	0	8	9	0	9
Туркме-ністан	–	–	–	20	0	20	35	0	35
Казахстан	–	–	–	12	0	12	12	0	12

На підставі даних, наданих в таблицях 1.11–1.13 є можливість скласти структуру енергетичних балансів основних країн нетто-експортерів і нетто-імпортерів енергетичних ресурсів (таблиця 1.14).

Таблиця 1.14 – Структура енергетичних балансів в основних країнах нетто-експортерів і нетто-імпортерів енергоресурсів у 2000 р., 2005 р., 2010 р. і 2011 р. (млн т н. е.)

Показник	2000 р.							2005 р	2010 р	2011 р.						
	Нафта	Газ	Вугілля	АЕС	ГЕС	ВДЕ	Усього	Усього	Усього	Нафта	Газ	Вугілля	АЕС	ГЕС	ВДЕ	Усього
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Світове виробництво	3612	2179	2353	584	599	51	9378	10859	12110	3996	2955	3956	599	792	195	12493
Світове споживання	3572	2176	2400	584	599	51	9382	10755	11978	4059	2906	3724	599	792	195	12275
Нетто-експортери																
Росія																
Виробництво	323	476	116	30	37	0	982	1204	1263	511	546	157	39	37	0	1290
Споживання	130	319	105	30	37	0	620	651	669	136	382	91	39	37	0	685
Баланс	193	157	11	0	0	0	362	553	594	375	164	66	0	0	0	605
Саудівська Аравія																
Виробництво	456	45	0	0	0	0	501	589	546	526	89	0	0	0	0	615
Споживання	73	45	0	0	0	0	118	152	202	128	89	0	0	0	0	217
Баланс	383	0	0	0	0	0	383	437	344	398	0	0	0	0	0	398
Норвегія																
Виробництво	160	45	0	0	32	0	237	246	222	93	91	0	0	28	0	212
Споживання	10	4	1	0	32	0	46	46	42	11	4	1	0	28	0	43
Баланс	150	41	-1	0	0	0	191	200	180	82	87	-1	0	0	0	169
Іран																
Виробництво	191	54	0	0	1	0	246	301	341	206	137	0	0	3	0	346
Споживання	63	57	1	0	1	0	121	179	223	87	138	1	0	3	0	229
Баланс	128	-3	-1	0	0	0	125	122	118	119	-1	-1	0	0	0	117

Продовження таблиці 1.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Венесуела																
Виробництво	167	25	6	0	14	0	212	203	193	140	28	6	0	19	0	193
Споживання	26	25	0	0	14	0	65	71	85	38	30	2	0	19	0	89
Баланс	141	0	6	0	0	0	147	132	108	102	-2	4	0	0	0	104
Нетто-імпортери																
США																
Виробництво	353	496	570	180	63	18	1680	1630	1733	352	592	557	188	74	45	1808
Споживання	884	600	569	180	63	18	2314	2351	2278	834	626	502	188	74	45	2269
Баланс	-531	-104	1	0	0	0	-634	-721	-545	-482	-34	55	0	0	0	-461
Японія																
Виробництво	0	0	2	72	19	4	97	92	95	0	0	1	37	19	7	64
Споживання	255	65	99	72	19	4	514	527	503	201	95	118	37	19	7	478
Баланс	-255	-65	-97	0	0	0	-417	-435	-408	-201	-95	-117	0	0	0	-414
ФРН																
Виробництво	0	15	57	38	5	3	118	119	110	0	9	45	24	4	23	105
Споживання	130	72	85	38	5	3	332	333	322	112	65	78	24	4	23	306
Баланс	-130	-57	-28	0	0	0	-214	-214	-212	-112	-56	-33	0	0	0	-201
Китай																
Виробництво	163	25	763	4	50	1	1006	1630	2279	204	92	1956	20	157	18	2447
Споживання	224	22	737	4	50	1	1038	1659	2403	462	118	1839	20	157	18	2613
Баланс	-61	3	26	0	0	0	-32	-29	-124	-258	-26	117	0	0	0	-166
Франція																
Виробництво	0	0	2	94	15	1	112	115	114	0	0	0	100	10	4	114
Споживання	95	35	14	94	15	1	254	261	252	83	36	9	100	10	4	243
Баланс	-95	-35	-12	0	0	0	-142	-146	-138	-83	-36	-9	0	0	0	-129

Відсутність політики диверсифікації і орієнтація на використання переважно природного газу збільшує енергозалежність України, що суттєво впливає на її енергетичну безпеку. Вирішити цю проблему можна шляхом збільшення частки твердого палива у виробництві електричної і теплової енергії, що дасть можливість знизити залежність економіки України від дорогого імпортного газу. Варто зазначити, що така енергетична політика реалізується переважно з 2014 року. Це дозволило наразі практично відмовитися від російського газу. Однак перерозподіл видів ПЕР, зокрема, у бік кам'яного вугілля загострює і без того важку екологічну обстановку, передусім у великих промислових центрах.

Отже зрозуміло, що перед Україною стоїть складне завдання: знизити до 2030 р. енергоємність до рівня розвинених країн. Для цього, якщо виходити із стратегії розвитку енергетики України до 2030 р. [29], темпи зміни споживання енергії повинні змінюватися так, як це показано на рисунку 1.7.

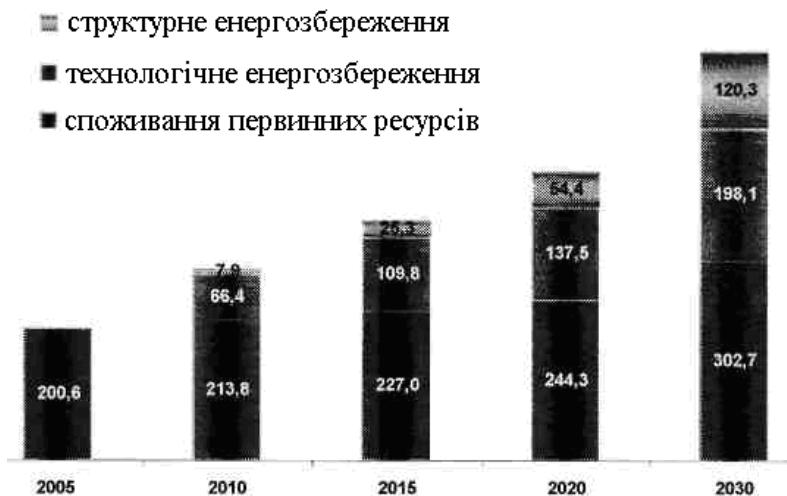


Рисунок 1.7 – Прогноз динаміки споживання первинних ресурсів, рівнів структурного та технологічного енергозбереження до 2030 року, млн т у. п.

Досягнення таких показників можливе, насамперед шляхом технічної і структурної перебудови економіки країни:

- технічної (технологічної) шляхом модернізації або заміни енергоємних технологій, підвищення енергоефективності промислового і соціально-комунального сектора, зниження втрат енергоресурсів;

- структурною: шляхом корінних структурних змін економіки в цілому для створення малоенергоємних і малоресурсоємних технологій.

Додаткові проблеми виникли у зв'язку зі складним положенням енергетики Східної України, передусім видобутком кам'яного вугілля.

Це можливо лише у разі обов'язкового переходу до ринкової політики формування цін на енергоресурси (як первинні, так і вторинні). Варто також максимально використовувати переваги природно-кліматичних умов України, які дозволяють ефективно використовувати нетрадиційні й поновлювані джерела енергії: метан вугільних родовищ, біогаз побутових відходів, енергію вітру, сонця і геотермальну енергію.

2 БАЗОВІ ЕНЕРГОГЕНЕРУВАЛЬНІ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМАХ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ

2.1 Електричні станції

Залежно від виду первинної енергії розрізняють теплові (ТЕС), гідравлічні (ГЕС), атомні (АЕС) та інші електричні станції. До ТЕС належать конденсаційні електростанції (КЕС) і теплофікаційні або теплоелектроцентралі (ТЕЦ), що працюють на органічному паливі та виробляють електричну енергію. ТЕЦ, на відміну від КЕС, виробляє, крім електричної, теплову енергію у вигляді гарячої води та пари для промислових потреб і теплофікаційних цілей. Атомні електростанції, переважно конденсаційного типу, використовують енергію ядерного палива.

У ТЕЦ та ТЕС (у деяких джерелах ТЕС визначається як державна районна електростанція – ДРЕС) потенційна хімічна енергія органічного палива (вугілля, нафта або газ) перетворюється в теплову енергію водяної пари, яка, зі свого боку, в електричну. Саме так виробляється – 80 % одержуваної в світі енергії. Варто зазначити, що сучасні атомні й майбутні термоядерні електростанції також становлять теплові станції. Відмінність полягає в тому, що топка парового котла (генератора теплової енергії у вигляді водяної пари відповідних параметрів) замінюється ядерним або термоядерним реактором.

Гідравлічні електростанції, на відміну від ТЕС і АЕС, використовують відновлювану первинну енергію у вигляді гідравлічного напору потоку води, який перетворюється на механічну енергію в гідравлічній турбіні й на електричну – в електрогенераторі.

Теплові, гідроелектричні та атомні станції – основні енергогенерувальні джерела, розвиток і стан яких визначають рівень і можливості сучасної світової енергетики й енергетики України зокрема. Електростанції зазначених типів називають також турбінними.

Однією з основних характеристик електростанцій є встановлена потужність, що дорівнює сумі номінальних потужностей електрогенераторів і теплофікаційного

обладнання. *Номинальна потужність* – це найбільша потужність, за якої обладнання може працювати тривалий час відповідно до технічних умов.

З усіх видів виробництва енергії найбільш розвинена теплоенергетика – енергетика парових турбін на органічному паливі. Питомі капіталовкладення на будівництво ТЕС суттєво нижчі, ніж для ГЕС і АЕС. Значно коротший і термін будівництва ТЕС. Щодо собівартості виробленої електроенергії, то найнижчою вона є на гідростанціях. Вартість виробництва електроенергії на ТЕС і АЕС різниться не дуже суттєво, але все ж таки нижча на АЕС.

Однак ці показники не є визначальними під час вибору того або іншого типу електростанції. Багато залежить від місця знаходження станції. ГЕС будують на річці; ТЕС розміщують зазвичай неподалік від місця видобутку палива або району великої концентрації споживання енергії. ТЕЦ бажано мати поряд зі споживачами теплової енергії. АЕС не можна будувати поблизу населених пунктів. Отже, вибір типу станції багато в чому залежить від їхнього призначення і передбачуваного розміщення.

З урахуванням специфіки розміщення ТЕС, ГЕС і АЕС визначають не тільки розміщення електростанцій, але й умови майбутньої експлуатації цих енергетичних об'єктів: розташування станції щодо центрів споживання, що особливо важливо для ТЕЦ; основний вид енергоресурсу, на якому буде працювати станція, та умови його надходження на станцію; умови водопостачання станції, які набувають особливого значення для ГЕС і АЕС. Суттєвим моментом є близькість станції до залізничних та інших транспортних магістралей, до населених пунктів. Останніми десятиліттями на собівартість виробництва енергії, вибір типу електростанції і її розміщення значно впливають екологічні чинники, обумовлені одержанням і використанням енергоресурсів.

Глобальні проблеми навколишнього середовища особливо загострилися наприкінці 80-х рр. ХХ ст. після встановлення фактів руйнування озонового шару, збільшення концентрації вуглекислого та інших шкідливих газів в атмосфері. Відповідно до «Міжнародного огляду ринку енергосистем», підготовленого

американськими експертами, до 2015 р. об'єми викидів CO₂ досягнули 9 700 млн т, що на 61 % більше, ніж у 1990 році. Дві третини цих викидів припадає на країни, енергетика яких залежить переважно від вугілля.

Про значне техногенне навантаження на територію України, свідчать дані про рівень викидів у докризовому 1989 р.: пилу – 2 млн т, SO₂ – 3,1 млн т, CO₂ – 3,7 млн т, CO – 0,8 млн т. Після аварії на Чорнобильській АЕС радіонуклідами забруднено 4,6 млн га орних земель, вилучено із землекористування 119 тис. га. Тільки радіоактивне забруднення Цезієм-137 становить: 34 000 км² – 1...5 Кі на 1 км²; 1 960 км² – 5...15; 820 км² – 15...40; 640 км² – понад 40 Кі на 1 км².

Отже, у низці регіонів України масштаби забруднення навколишнього середовища досягають критичного рівня. Головні забруднювачі атмосфери – енергетика, металургія і транспорт. Зі зростанням енерговиробництва й енергоспоживання, забруднення атмосфери перетворюється на важливу техніко-економічну і соціальну проблему.

Потенціал електроенергетики України становлять 44 потужних ТЕС, 7 ГЕС і 5 АЕС (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 – Розподіл виробництва електроенергії між об'єктами Мінпаливенерго України

Тип електростанції	Установлена потужність		Виробництво електричної енергії, роки							
	млн кВт	%	1990		1995		2000		2005	
			млрд кВт·год	%	млрд кВт·год	%	млрд кВт·год	%	млрд кВт·год	%
ТЕС+ТЕЦ	30,1	57,8	211,6	70,8	113,3	58,4	80,8	48,04	75,52	40,8
ГЕС+ГАЕС	4,74	9,1	10,7	3,6	10,2	5,3	11,4	6,67	12,31	6,6
АЕС	13,7	26,6	76,2	25,6	70,7	36,3	77,3	45,29	88,76	47,9
Блок-станції та інші джерела	3,36	6,5	–	–	–	–	–	–	8,64	4,7
Усього	52,0	100	298,5	100	194,0	100	169,5	100	185,23	100

Важливе значення мають теплові електростанції, обладнані переважно блоками 150, 200, 300 і 800 МВт, найбільш великі з яких: Вуглегірська (3 600 МВт), Запорізька (3 600 МВт), Криворізька (2 820 МВт), Бурштинська (2 300 МВт), Зміївська (2 150 МВт), Ладиженська, Трипільська (1 800 МВт). Усі вони, як і багато інших ТЕС, розміщені в основних промислових регіонах України.

ТЕС працює завдяки використанню трьох видів природних ресурсів: палива, води і повітря. Перше місце за вартістю серед них посідає паливо.

Конденсаційна електростанція потужністю 2,5 млн кВт спалює за рік майже 6 млн т антрацитового штибу або приблизно 12 млн т бурого вугілля. Для перевезення 6 млн т вугілля в рік щодоби потрібні 300 вагонів. Транспортні витрати зростають пропорційно відстані від місця видобутку до ТЕС. Для потужності електростанції 4 млн кВт транспортування високоякісного палива не вигідно вже на відстані понад 400 км, а низькокалорійного – понад 100 км. Рациональнішим є розміщення станції поблизу місця видобутку палива, а електроенергію подавати по лініях електропередач. Крім того, на охолодження відпрацьованого тепла і конденсату цієї електростанції витрачається 90 м³/с води. Площа дзеркала ставка-охолоджувача, який забезпечує подачу й охолодження такої кількості води, має бути не менше 2 500 га. Використання градирень для охолодження води знижує термічний ККД станції, тому великі ТЕС будують у місцях, близьких до родовищ палива, де можливо створити ставок-охолоджувач або використати воду річок.

Отже, можна відзначити чітку тенденцію «осередкового» розміщення великих теплових електростанцій України: смуга від Дону до Дністра (Слов'янська, Зміївська, Придніпровська, Запорізька, Криворізька та ін.).

Енергетичні установки й устаткування, що працюють на органічному паливі, в Україні практично вже виробили свій ресурс (їх експлуатують двадцять і більше років), вони катастрофічно «старіють» і потребують заміни чи модернізації. Водночас в останні роки не очікується введення нових потужностей. Через це погіршуються умови експлуатації

теплових електростанцій, знижується ККД виробництва електричної і теплової енергії, швидко зношується устаткування, збільшується кількість викидів в атмосферу високотоксичних речовин, розширюються території, відчужені під золошлакові відходи (тільки на Зміївській ГРЕС щорічно скидають 800 тис. т золошлакових відходів і щодоби 300 т золи в атмосферу).

Атомні електростанції є одним із альтернативних напрямків енергетичної галузі України. На сьогодні це єдиний напрямок енергетики України, який стабільно працює і забезпечує більш ніж 45 % електроенергії в загальному енергетичному балансі. Україна має власні запаси ядерного палива, хоча для вирішення проблем його підготування також потрібні час і відповідні засоби. Отже, розвиток власної атомної енергетики – реальний шлях до досягнення енергетичної незалежності.

Атомні електростанції характеризуються потужнішими енергоагрегатами і відповідно більшою загальною потужністю, ніж теплові електростанції.

В Україні є п'ять АЕС: Запорізька – потужністю 6 000 МВт, Південно-Українська – 3 000 МВт, Рівненська – 1 818 МВт, Ладизенська і Хмельницька – по 1 000 МВт. Чорнобильську АЕС (1 000 МВт) зупинено 2000 р. після аварії у 1986 р. Українські АЕС оснащено переважно паротурбінними блоками 1 000 МВт і реакторами ВЕР. Їх сумарна встановлена потужність становить 24 % від загальної потужності електростанцій України, саме вони виробляють майже 50 % усієї електроенергії країни. Отже, АЕС мають важливе значення в енергетиці України. Їх експлуатація пов'язана з цілою низкою проблем і передусім із захороненням радіоактивних відходів.

Якщо для ТЕС потужністю 4 млн кВт потрібна площа ставків-охолоджувачів 4 000 га, то для АЕС – до 6 000 га. Існують й інші способи відведення теплоти на електростанціях, наприклад, завдяки використанню проточної води річок, застосування градирень. Але перший з них на території України практично цілком вичерпано, а другий не дозволяє одержати максимальний ККД станції. До того ж тепловий потік від градирень інтенсивніший, ніж від ставків-охолоджувачів.

Питоме тепловиділення у процесі використання ставків-охолоджувачів становить близько 1 кВт на кожний квадратний метр охолоджувача. Наскільки велика ця цифра, можна оцінити на прикладі сонячного випромінювання, тепловий питомий потік якого становить $0,14 \text{ кВт/м}^2$.

Значний вплив електроенергетики на навколишнє середовище проявляється в регіональних змінах кліматичних умов у зв'язку з концентрацією великих об'ємів теплових викидів на порівняно малих площах. Наприклад, теплові викиди ТЕС, яка працює на органічному паливі, еквівалентні майже полуторній тепловій потужності. Станція потужністю 4 млн кВт виділяє в навколишнє середовище 6 млн кДж/с теплової енергії. АЕС має ще більші теплові викиди: за тієї самої потужності в 4 млн кВт втрати становлять 9,2 млн кДж/с теплової енергії, тобто в півтора рази більше, ніж для ТЕС. Теплові потоки великих електростанцій, розміщених в Україні порівняно густо, можуть об'єднуватися і створювати так звані «острови теплоти» з відповідними змінами мікроклімату.

Гідравлічні електростанції забезпечують не тільки виробництво та акумулювання електроенергії, але завдяки наявності водоймища дозволяють вирішувати низку інших важливих народногосподарських завдань, пов'язаних із судноплавством, водопостачанням, зрошенням сільгоспугідь, розвитком рибного господарства і рекреацією земель.

Прикладом такого комплексного вирішення народногосподарських завдань є каскад ГЕС на Дніпрі. Із загальної встановленої потужності ГЕС і ГАЕС України (4,7 млн кВт), більше 3,8 млн кВт припадає на частку шести ГЕС цього каскаду: Київську – потужністю 361,2 МВт, Канівську – 444 МВт, Кременчуцьку – 625 МВт, Дніпродзержинську – 352 МВт, Дніпровську – 1532 МВт і Каховську – 351 МВт.

Поряд із Київською ГЕС споруджено ГАЕС, яка забезпечує зняття пікових навантажень переважно для Києва в ранкові й вечірні години, коли потреба в електроенергії різко зростає. Потужність Київської ГАЕС – 235,5 МВт. На р. Дністер неподалік від м. Могилів-Подільський споруджено

Дністровську ГЕС потужністю 702 МВт, у Закарпатській області – Теренія-Рикську ГЕС потужністю 27 МВт.

2.2 Турбінні технології – основа базової енергетики

У грудні 2010 року Генеральна Асамблея ООН прийняла резолюцію, яка проголосила 2012 рік як «Міжнародний рік стійкої енергетики для всіх» (резолюція 65/151) [30]. Генеральний Секретар ООН Пан Гі Мун закликав до «глобальної чистої революції в енергетиці, яка дозволить зробити її доступною для всіх», додавши, що це є виключно важливим для мінімізації ризику у зміні клімату, зменшення бідності та досягнення «Цілей нового тисячоліття» в глобальному економічному зростанні, миру та безпеки, а також здоров'я планети.

Основні концептуальні складові цієї резолюції визначають стан, тенденції та основні напрямки розвитку світової базової енергетики в ХХІ столітті, продовження енергоощадних заходів, оголошених на 2014–2024 років – «Десятиліттям стійкої енергетики для всіх».

Це рішення спрямоване на акцентування уваги на величезну важливість розвитку екологічно стійких систем енергопостачання для зростання світової економіки і ліквідації бідності у всьому світі [29].

Енергетичний сектор є основою економічної стабільності та стійкості в охороні навколишнього середовища. Світ різко змінюється з прийняття до уваги зміни навколишнього середовища, технічного прогресу та глобалізації. І темп зміни весь час прискорюється. За прогнозами значно зросте споживання енергії: на 35 – 40 % у 2035 році порівняно з 2010 роком. Зростання відбудеться переважно у країнах, де майже кожен п'ятий житель планети все ще не має доступу до електроенергії, 2,7 млрд людей використовують традиційне біологічне паливо для приготування їжі, обігріву та інших основних домашніх потреб.

Конференція ООН зі зміни клімату, яка відбулася в грудні 2009 року в Копенгагені [31], визначила за мету обмежити зростання глобальної температури до двох градусів за Цельсієм

(2 °C) вище рівня доіндустріального періоду за допомогою обмеження концентрації парникових газів в атмосфері до 450 часток на мільйон (ppm) еквівалента CO₂. Не можна дозволити собі відкладати необхідні заходи впливу на зміну клімату на потім, якщо ми хочемо досягти визначеної довгострокової мети – обмеження зростання середньої температури до 2 °C у 2035 році за прийнятних витрат.

Відкладання дієвих заходів – помилкова економія: на кожен вкладений в енергетичний сектор 1 дол. США до 2020 року буде потрібно додаткові 4,3 дол. США після 2020 р. для компенсації зростаючих викидів. Тим часом, глобальні викиди вуглецю побили рекордні рівні за підсумками 2010–2011 року, що підштовхнуло Міжнародне енергетичне агентство (IEA) попередити на початку жовтня 2011 року про «необоротну й потенційно катастрофічну зміну клімату».

Основна частина збільшення енерговиробництва та енергоспоживання у XXI столітті доводиться на країни континентальної та південно-східної Азії. Отже, частка Китаю (1,3 млрд осіб) у прогнозованому збільшенні світового енергоспоживання протягом 2008–2013 років складе 36 %, а попит на енергоносії в країні зросте на 75 %. До 2035 року частка Китаю у світовому попиті на енергоресурси зросте з сьогоднішніх 17 % до 22 %. На Індію припадає 18 % збільшення; енергоспоживання в цій країні збільшиться більше ніж у два рази. Крім Азії, найвищі показники зростання – 2 % на рік – будуть у країн Близького Сходу. До 2035 року США вийде на друге місце в світі із споживання енергоресурсів після Китаю, а трійку лідерів буде замикати Індія (зі значним відривом).

Крім цього, глобальний попит на електроенергію буде зростати швидше, ніж попит на інші кінцеві види енергоресурсів. Планується збільшення попиту на 2,2 % на рік у період між 2008–2035 роками, до того ж більше 80 % збільшення припадає на країни, що не входять в Організацію економічного співробітництва і розвитку (ОЕСР). За цей період у Китаї попит на електроенергію зросте втричі. Протягом наступних 15 років у Китаї прогнозується зростання енергетичної потужності, що дорівнює загальному сучасному

показнику проектної потужності США.

У світовому масштабі збільшення сумарної генерувальної потужності електростанцій, необхідне для заміни застарілих потужностей і покриття зростаючого попиту, складе приблизно 5 900 гігават (ГВт), що на 25 % більше, ніж нинішній показник проектної потужності. Понад 40 % додаткових потужностей, що будуть введені в експлуатацію до 2020 року.

Важливим фактором, що визначає основні напрямки розвитку енергетики та використання необхідних для цього первинних енергетичних ресурсів є переміщення інвестицій для виробництва електроенергії із застосуванням низьковуглецевих технологій. Стратегії реалізації низьковуглецевих технологій мають бути творчими для того, щоб забезпечити енергетичну безпеку і стабілізувати клімат до 2050 року. Це обумовлено високими цінами на викопне паливо і тенденцією посилення контролю над рівнем викидів CO₂, зокрема на рівні урядових стратегій. У той же час викопні види палива, переважно вугілля та природний газ, зберігають домінуючі позиції, але їхня частка в загальному виробництві електроенергії знижується з 68 % у 2008 році до 55 % у 2035 році через більш інтенсивне використання ядерних і поновлюваних джерел енергії.

Трагедія в Японії на АЕС Фукусіма вкотре загострила питання майбутньої ролі атомних електростанцій у світовій енергетиці. Однак, у Сценарії нових стратегій виробництва електроенергії на період до 2035 року передбачається збільшення частки атомної енергетики більш ніж у 70 %, хоча низка провідних енергетичних держав передбачила дієві заходи в ядерній політиці. Найшвидші та радикальніші зміни реалізує Німеччина, яка має 17 реакторів потужністю 21 ГВт. На всіх реакторах проведено ретельний додатковий контроль безпеки. У березні 2012 року були зупинені блоки АЕС на загальну потужність 8 ГВт, незважаючи на те, що щорічна валова величина всього виробництва АЕС у Німеччині становила 8 млрд євро (0,3 % від усього ВВП). У наслідок цього Німеччина ризикує перетворитися з експортера в країну, що імпортує енергію з Франції та Чехії.

Менш радикальні заходи передбачають інші країни ЄС. Зокрема, Іспанія і Швейцарія продовжують експлуатацію АЕС,

але не планують будівництво нових. У той же час Англія, Франція, Польща, Чехія, Росія, Китай, Індія та Корея планують розширення виробництва електроенергії на АЕС.

Залишається в центрі уваги енергетичної громадськості практична реалізація потенційних можливостей відновлювальної та нетрадиційної енергетики. Хоча, очевидно, що використання відновлюваних джерел енергії повністю визначається рівнем підтримки урядів країн. Темп приросту обсягів виробленої електроенергії на основі ВДЕ в прогнозованому періоді планується на рівні 3,1 % у рік. Збільшення можливо, переважно завдяки використанню енергії води і вітру (енергія води залишається на першій позиції).

Виробництво електроенергії у світі зросте на 87 % – із 18,8 трлн кВт·год у 2007 р. до 25,0 млрд кВт·год у 2020 р. і до 35,2 кВт год у 2035 р. (таблиця 2.2) [32].

Таблиця 2.2 – Виробництво електроенергії в країнах, що входять і не входять в ОЕСР, на основі різних джерел енергії, 2007–2035 рр., трлн кВт год

Region	Електроенергія						Середньорічне зростання, %, 2007–2035 рр.
	2007 р.	2015 р.	2020 р.	2025 р.	2030 р.	2035 р.	
1	2	3	4	5	6	7	8
ОЕСР							
Рідке паливо	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	-1,0
Природний газ	2,2	1,9	2,2	2,5	2,9	3,1	1,4
Вугілля	3,9	3,8	3,8	3,8	4,0	4,2	0,3
Ядерне паливо	2,2	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	1,0
Поновлювані джерела	1,6	2,3	2,6	2,9	3,1	3,2	1,1
Загалом по ОЕСР	10,1	10,7	11,4	12,2	12,9	13,6	1,1
Не члени ОЕСР							
Рідке паливо	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	-0,2
Природний газ	1,7	2,2	2,8	3,2	3,6	3,7	2,8
Вугілля	4,1	5,1	6,0	7,3	9,0	10,8	3,6
Ядерне паливо	0,4	0,7	1,0	1,3	1,5	1,7	5,0
Поновлювані джерела	1,8	2,7	3,2	3,7	4,3	4,8	3,5
Загалом, не ОЕСР	8,6	11,2	13,6	16,1	18,8	21,8	3,3

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8
У світі							
Рідке паливо	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	-0,4
Природний газ	3,9	4,2	5,0	5,8	6,4	6,8	2,1
Вугілля	7,9	8,8	9,8	11,2	12,9	15,0	2,3
Ядерне паливо	2,6	3,1	3,6	3,9	4,2	4,5	2,0
Поновлювані джерела	3,5	5,0	5,8	6,6	7,3	8,0	3,0
Узагалі, у світі	18,8	21,9	25,0	28,3	31,6	35,2	2,3

Загальний обсяг виробництва електроенергії завдяки відновлюваним ресурсам зростає щорічно на 3 %, і його частка у світовому виробництві електроенергії збільшиться з 18 % у 2007 р. до 23 % у 2035 році. Майже 80 % зростання доводиться на гідро- і вітроенергетику. Внесок вітроенергетики у загальне виробництво електроенергії особливо швидко збільшився за останнє десятиліття – з 18 ГВт установленної потужності наприкінці 2000 р. до 159 ГВт наприкінці 2009 р. Така тенденція збережеться і в майбутньому. Із 4,5 трлн кВт·год, прогнозованої вироблено електроенергії на основі ВДЕ до 2035 р., які припадають на частку відновлюваної енергетики в розглянутий період, 2,4 трлн (54 %) належить до гідроенергетики і 1,2 трлн (26 %) припадає на вітроенергетику (таблиця 2.3) [32].

Таблиця 2.3 – Виробництво електроенергії в країнах, що входять і не входять у ОЕСР, на основі різних поновлюваних джерел енергії, 2007–2035 рр., млрд кВт·год

Регіон	Електроенергія						
	2007 р.	2015 р.	2020 р.	2025 р.	2030 р.	2035 р.	Середньорічне зростання, %, 2007–2035 рр.
1	2	3	4	5	6	7	8
ОЕСР							
Гідроресурси	1 246	1 384	1 460	1 530	1 585	1 624	0,9
Вітер	144	525	671	803	846	898	6,8
Геотермальні джерела	37	57	61	66	73	80	2,8
Сонце	6	85	104	107	114	122	11,6
Інші	195	253	318	398	456	485	3,3
Узагалі по ОЕСР	1 628	2 303	2 614	2 904	3 074	3 208	2,5

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Не члени ОЕСР							
Гідроресурси	1 753	2 305	2 706	3 061	3 449	3 795	2,8
Вітер	21	157	231	312	388	457	11,7
Геотермальні джерела	21	41	47	52	68	80	5,0
Сонце	0	10	26	33	39	44	21,7
Інші	40	141	196	255	317	389	8,4
Узагалі, не ОЕСР	1834	2 654	3 203	3 714	4 263	4 764	3,5
У світі							
Гідроресурси	2 999	3 689	4 166	4 591	5 034	5 418	2,1
Вітер	165	682	902	1 115	1 234	1 355	7,8
Геотермальні джерела	57	98	108	119	142	160	3,7
Сонце	6	95	126	140	153	165	12,7
Інші	235	394	515	653	773	874	4,8
Узагалі, у світі	3 462	4 958	5 817	6 618	7 336	7 972	3,0

Виробництво електроенергії за допомогою перетворення сонячної енергії у світовому виробництві, складе всього 2 %, а використання біопалива – 8 % у 2035 році.

Незважаючи на те, що поновлювані джерела енергії позитивно характеризуються з погляду екології і безпеки, вони, за винятком гідроенергетики, у розглянутий період не можуть економічно конкурувати з викопним паливом. Сонячна енергія, наприклад, є однією з «ніш» відновлюваної енергії, але економічно вигідним її використання може бути лише там, де ціни на електроенергію особливо високі, або там, де є підтримка уряду. Часто урядова політика або стимулювання з боку держави є основною мотивацією у створенні підприємств, що генерують електрику завдяки поновлюваним джерелам енергії.

Отже, аналіз поданих даних показує, що технологічною основою функціонування і подальшого розвитку базової електроенергетики в ХХІ столітті залишаються відомі та надійні турбінні технології. Саме вони, насамперед, будуть визначати можливості вдосконалення теплової енергетики, підвищення її енергетичної ефективності та екологічної безпеки.

На цьому тлі загальної тенденції розвитку світової енергетики цікаво розглянути стан, перспективи та напрямки розвитку теплової енергетики України.

2.3 Теплова енергетика України

Зміни в економіці і, як наслідок, у паливно-енергетичному комплексі (ПЕК) України, що відбулися за останні 5 років, а також невиконання основних напрямків, прийнятих в Енергетичній стратегії розвитку енергетики України до 2030 р., викликали необхідність її перегляду, коригування основних показників. Варто зазначити, що не реалізована переважна частина намічених програм модернізації та будівництва генерувальних і мережевих об'єктів, передбачених Стратегією-2006 р. із огляду на це Міненерговугілля запропонувало проект оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. (Енергостратегії-2012) [33].

Для уточнення термінів і показників розвитку енергетичного комплексу України за обсягами і затратами, потрібно провести аналіз стану об'єктів електроенергетики, до якої належать теплові електростанції (ТЕС, ТЕЦ і блок-станції), атомні електростанції (АЕС), гідроелектростанції (ГЕС, ГАЕС), магістральні й розподільні електромережі, об'єкти систем централізованого теплопостачання.

Попит на електроенергію за роками, відповідно до Енергостратегії-2012, наведено на рисунку 2.1. Для порівняння в таблиці 2.4 подано попит на електроенергію в 2030 р., запланований в Енергетичній стратегії в 2006 р. і в оновленій Енергостратегії-2012. Як видно з таблиці, зниження споживання електроенергії відповідно до нової стратегії становить 67–68,5 %, залежно від сценарію розвитку економіки (песимістичний – середньорічне зростання ВВП до 2030 р. складе 3,8 %; базовий – 5 %; оптимістичний – 6,4 %).

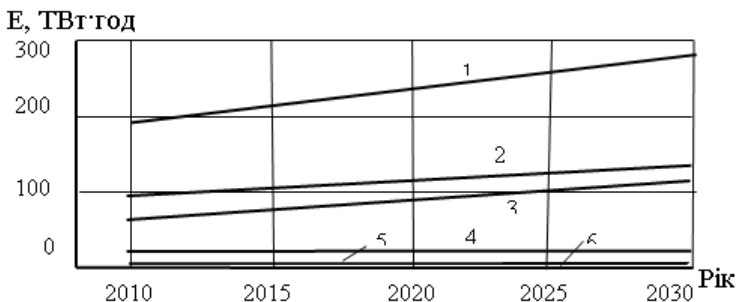


Рисунок 2.1 – Попит на електроенергію відповідно Енергостратегії-2012: 1 – загальний; 2 – промисловість; 3 – комерційний, побутовий; 4 – втрати; 5 – експорт; 6 – сільське господарство

Таблиця 2.4 – Попит на електроенергію в 2030 р., ТВт·год

Вироблення електроенергії в 2010 р.	Сценарій розвитку		
	Песимістичний	Базовий	Оптимістичний
Стратегія-2006			
210,2	356,4	420,1	470,4
Енергостратегія-2012			
191	244	282	315

На рисунку 2.2 показано розвиток генерувальної потужності електростанцій України на період дії Енергостратегії-2012 за трьох сценаріях розвитку економіки. Як видно з графіків, найбільш високий темп припадає на період 2020–2025 роки.

Обсяги введення встановлених потужностей за видами генерації (рисунок 2.3, а) дозволяють відзначити, що введення діючих потужностей теплових електростанцій, що працюють на вугіллі, до 2020 р. включно, знижується за всіх сценаріїв розвитку економіки і тільки після 2020 року передбачається їхнє зростання для базового (2) і оптимістичного (3) сценаріїв. У цей же період потужність АЕС має бути збільшена на 2 ГВт завдяки будівництву блоків № 3 та № 4 на Хмельницькій АЕС (рисунок 2.3, б). Подальше будівництво АЕС не передбачається до 2030 р. при песимістичному сценарії. Будівництво двох

нових блоків потужністю 1 ГВт при базовому і п'яти блоків при оптимістичному сценарії заплановано в період 2022–2030 роки.

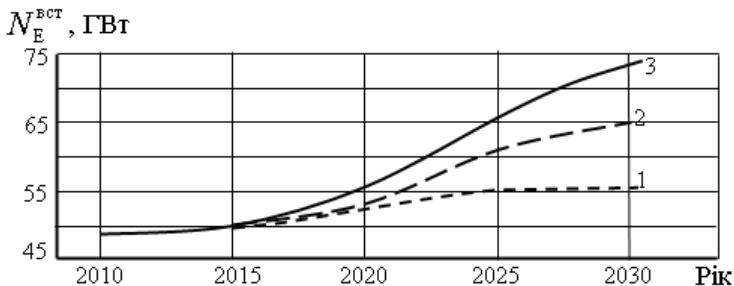


Рисунок 2.2 – Розвиток встановленої генерувальної потужності:
Сценарії: 1 – песимістичний; 2 – базовий, 3 – оптимістичний

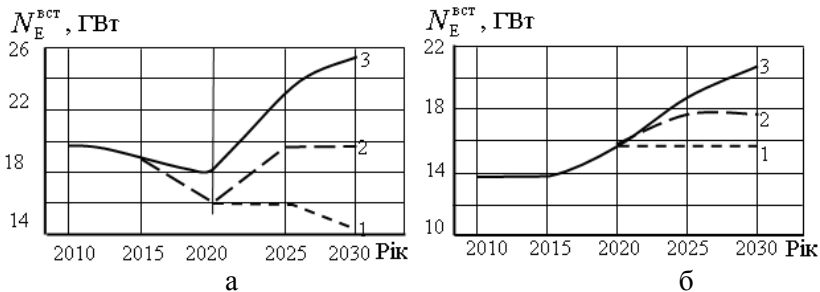


Рисунок 2.3 – Графік введення встановлених потужностей ТЕС (а) та АЕС (б) у відповідності зі сценаріями

Зменшення генерації ТЕС до 2020 р. (рисунок 2.3, а), з урахуванням максимально можливого використання вітчизняного вугілля, знижує можливість регулювання ОЕС України, незважаючи на те, що до кінця 2020 року планується добудувати Дністровську і Ташлицьку ГАЕС, побудувати Канівську ГАЕС й енергоблоки Хмельницької АЕС.

Найбільш планомірно у проекті передбачається будівництво станцій на відновлюваних джерелах енергії, хоча їхній обсяг (до 2030 року це приблизно 10 % встановленої потужності) за високої ціни будівництва для забезпечення економіки

електроенергією (із доплатою за «зеленим» тарифом) на ситуацію сильно не вплине.

До теперішнього часу велика частина генеруючих активів і електромереж зношена й малоефективна. Станом на кінець 2011 р. понад 85 % блоків ТЕС перевищили межу фізичного зносу в 200 тис. годин напрацювання, яка прийнята в розвинених країнах, а дев'ять блоків – межу в 300 тис. годин, ще 35 блоків – межу в 250 тис. годин. Отже, стан обладнання та оцінка фактичного залишкового ресурсу, що визначається за станом металу роторів і циліндрів, потребує проведення серйозного науково-технічного дослідження.

Враховуючи великий знос генерувального обладнання, створеного за проектами 50–60-тих років минулого століття, і відсутність величезних фінансових коштів, необхідних для його заміни, у проекті оновлення Енергостратегії-2012 проходить червоною стрічкою необхідність модернізації генерувального обладнання.

Атомні блоки також наближаються до завершення терміну проектної експлуатації (30 років). У найближчі 10 років для 11 блоків з 13, які знаходяться в експлуатації, необхідно продовження строку експлуатації на 20 років (для 2-х блоків Рівненської АЕС, термін експлуатації вже продовжений). Водночас, крім забезпечення безпеки, необхідно підвищити економічність діючих турбін потужністю 1 000 МВт.

Баланс потужностей енергосистеми України характеризується дефіцитом маневрених потужностей, які наразі менше 9 % від установленої потужності за необхідного мінімального рівня 15 %, а оптимальний – 20 % (рівень регульованих високоманеврених потужностей в європейських країнах, зокрема в Німеччині, Данії та ін.)

Під час реалізації програми модернізації і будівництва нових потужностей, дефіцит пікової потужності буде спостерігатися вже в 2017–2020 роках. Але в проекті немає інформації про необхідність створення високоманеврених (пікових) турбін. Оцінка необхідної в 2030 р. пікової потужності, відповідно до встановленої потужності (крім ГЕС і ГАЕС), наведена в таблиці 2.5 для різних сценаріїв розвитку енергетики. Покриття такої пікової потужності передбачається

тільки регулюванням графіка навантаження і рівнем тарифів, що небезпечно для економіки, особливо для промисловості з безперервним технологічним циклом.

Таблиця 2.5 – Дефіцит пікової потужності за різних сценаріїв розвитку

Параметр	Сценарій		
	Песимістичний	Базовий	Оптимістичний
$N_{\text{Е}}^{\text{вст}}$, ГВт	56,0	65,2	73,7
Пікова потужність за прийнятої норми 15 %			
$N_{\text{Е}}^{\text{пik}}$, ГВт	8,4	9,8	11,9
$\Delta N_{\text{Е}}^{\text{пik}}$, МВт	2 400,0	700,0	-1 400,0
Пікова потужність за європейської практики 20 %			
$N_{\text{Е}}^{\text{пik}}$, ГВт	11,2	13,0	14,74
$\Delta N_{\text{Е}}^{\text{пik}}$, МВт	-700,0	-2 500,0	-4 240,0

Якщо вважати, що до 2025 р. будуть введені в експлуатацію всі плановані для будівництва ГЕС і ГАЕС, потужність яких складе 10,5 ГВт, то за норми 15 % до 2030 р. дефіцит пікової потужності не виникне лише за песимістичного і базового сценаріїв, а за європейського рівня (коефіцієнт 0,20) дефіцит пікової потужності буде при всіх сценаріях розвитку економіки (табл. 2.5).

Отже, першочергові невідкладні завдання за будь-якого сценарію розвитку економіки та зростанні попиту на електроенергію згідно з проектом Енергостратегії-2012 такі:

- модернізація наявних потужностей ТЕС (із установленням пилотного обладнання), ТЕЦ, АЕС, ГЕС;

- модернізація та розвиток магістральних і розподільних мереж;

- продовження термінів експлуатації діючих АЕС з урахуванням модернізації турбінного і генераторного обладнання.

Необхідні завдання з прийняттям рішень на урядовому рівні:

– добудова 3-го і 4-го блоків Хмельницької АЕС (мінімальна потужність 2 ГВт) і будівництво нової АЕС потужністю 3 ГВт за базового і 5 ГВт за оптимістичного сценаріїв;

– будівництво вугільних блоків потужністю 4 ГВт для заміщення виведених з експлуатації блоків і введення в дію нових електростанцій потужністю 5 ГВт за базового і 11 ГВт за оптимістичного сценаріїв.

Вирішення поставлених у «Енергостратегії-2012» завдань вимагає широкого використання інноваційних розробок за необхідного наукового супроводу.

Найбільш важливі проблеми науково-технічного і кадрового забезпечення ПЕК – це зростаючий дефіцит кваліфікованих наукових та інженерних кадрів, суттєве їх старіння (середній вік кваліфікованих фахівців 45–65 років), що веде до зниження кадрового потенціалу однією з найбільш наукомістких галузей економіки.

Недоліком сучасного стану справ українського суспільства є низька участь приватного сектору та підприємництва у фінансуванні науки. Якщо ставлення до науки і сприйняття наукових розробок після приватизації теплової електроенергетики не зміниться, то виконання передбачених завдань із її розвитку опиниться під загрозою. У той же час, незважаючи на досить обмежене фінансування оплати праці науковців, в інститутах відділення фізико-технічних проблем енергетики Національної академії наук України виконано досить великий обсяг науково-прикладних розробок, які можуть знайти раціональне застосування як під час виробництва сучасного генерувального обладнання для ТЕС і АЕС, так і під час модернізації на них генерувальних потужностей, які можуть бути зараховані до науково-технічного забезпечення довгострокових планів розвитку енергетики України.

Отже, багато науково-технічних рішень, пов'язаних із реалізацією завдань, сформульованих у проєкті оновлення Енергостратегії-2012, можуть бути використані для модернізації і створення нового генерувального обладнання для електростанцій, будівництво яких передбачається після 2020 року. Варто врахувати, що ці станції повинні будуть

експлуатуватися 50–60 років і в їхнє створення вже зараз необхідно закладати результати новітніх досліджень, а найближчим часом необхідно організувати науково-технічні опрацювання найбільш важливих проблем на пріоритетних напрямках розвитку галузевої енергетики.

Для цього потрібно підвищити престиж наукової роботи в галузі технічних наук, привернути увагу до підготовки наукових кадрів вищої кваліфікації через аспірантуру й докторантуру при академічних та галузевих інститутах, технічних університетах. Без залучення наукових співробітників розробка необхідних програм розвитку енергетики і їхнє наповнення інноваційними проектами неможливе.

Як джерела фінансування для модернізації теплоелектростанцій розглядаються лише приватні інвестиції. Але тільки окремі власники великих капіталів можуть інвестувати кошти в модернізацію ТЕС до 2020 року. Залучення закордонних приватних інвесторів спричинить за собою втрату контролю Держави над тепловою генерацією при значному зростанні тарифів.

Варто зазначити, що у проекті оновлення Енергостратегії-2012, крім побажання про використання вітчизняного обладнання, немає нічого конкретного як за його видами, строками утворення, так і за планами будівництва парогазових установок, хоча Німеччина, виводячи з експлуатації атомні блоки, збільшує споживання природного газу для ПГУ більш ніж у 10 %.

Тому, формуючи програми модернізації теплової генерації, будівництва нових ТЕС, варто звернути серйозну увагу на наявні наукові та науково-технічні розробки українських вчених і терміново організувати науково-технічний супровід розвитку теплової енергетики за максимального впровадження вітчизняних інноваційних проектів.

На завершення відзначимо основні фактори, що визначають стан і напрями розвитку базової енергетики, а саме:

– зростання виробництва електроенергії неминуче у зв'язку зі зростанням народонаселення та економічним розвитком країн, що розвиваються;

– увага до поновлюваних джерел енергії буде посилюватися, проте вартість їхнього виробництва, невеликі одиничні потужності та умови їхньої експлуатації будуть стримувати суттєве збільшення їх частки в загальному виробництві електроенергії;

– найбільш ефективний напрямок – енергозбереження, тобто ліквідація непродуктивних витоків тепла та електроенергії;

– удосконалення та будівництво ТЕС буде стояти на порядку денному. Особливу увагу буде приділено підвищенню їх ККД, зокрема завдяки переходу на супернадкритичні параметри пари (285 бар, 610 °C – ККД 46 %, а в подальшому – на 365 бар, 700 °C – ККД 50 %) та будівництва ТЕС з уловлюванням і зберіганням вуглецю (CCS);

– будівництво АЕС буде продовжуватися, але з багаторазовим забезпеченням їх безпеки і використанням реакторів нового покоління. Поки людство не знає кращого способу отримання енергії для своїх потреб, зокрема й, з погляду економії викопного палива, виключення викидів парникових газів в атмосферу з усіма наслідками, що випливають звідси;

– під час модернізації і створенні нового генерувального обладнання для електростанцій України, розрахованого на перспективу експлуатації до кінця ХХІ століття, вже зараз необхідно використовувати результати останніх досягнень науки і техніки;

– в Україні виконано значний обсяг науково-технічних розробок, що відповідають найвищим світовим стандартам, які можуть і повинні бути використані під час виробництва сучасного генерувального обладнання ТЕС і АЕС для модернізації та забезпечення довгострокових планів розвитку енергетики України. У той же час вся енергетична галузь, разом із підготовкою і підвищенням престижу науково-технічних кадрів, потребує серйозного фінансового та матеріально-технічного супроводу. Основою має бути єдина, затверджена на всіх рівнях, стратегія розвитку енергетики України та державна інноваційна реалізація, забезпечена відповідними інвестиціями і жорстким контролем виконання.

З ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ТЕПЛОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

3.1 Загальні проблеми

Енергетика і паливно-енергетичний комплекс, що реалізує її призначення, є основою існування і розвитку цивілізації. Концентруючи величезні матеріальні ресурси, переробляючи колосальні паливно-енергетичні ресурси, активно втручаючись у гідро-, літо- й атмосферу, енергетика здатна змінити і вже змінює довкілля.

Пізнаючи закони природи і створюючи потужнішу техніку, людство за масштабами свого втручання в природне середовище зрівнялося з планетарними силами. Спровоковані діяльністю людини екологічні катастрофи не поступаються за масштабами свого руйнівного потенціалу ядерній загрозі. Тому на сучасному етапі розвитку людства вже недостатньо розглядати взаємодію енергетики з навколишнім середовищем на рівні окремих локальних впливів. Із подальшим зростанням енерговиробництва та енергоспоживання забруднення атмосфери перетворюється на серйозну техніко-економічну і соціальну проблему.

Отже, виробництво енергії і теплоти на базі використання традиційних енергоресурсів є унікальним за масштабами матеріального та енергетичного обміну з навколишнім середовищем. Споживаючи величезну кількість природних первинних енергоресурсів у вигляді твердого, рідкого і газоподібного палива, річне споживання якого наблизилось до 14 млрд т н. е., і кисню повітря – 87,5 млрд т у рік, енергетичне виробництво, крім корисної енергії, постачає велику кількість газоподібних і твердих продуктів згоряння, а також стічних вод. Екологія та економіка природокористування ще не в змозі повною мірою оцінити збиток, що завдається цими викидами природному середовищу і народному господарству.

Наведемо для узагальнення традиційні способи виробництва теплової та електричної енергії в котельних і ТЕС, пов'язані з негативним локальним і глобальним впливом на навколишнє середовище, зумовленим:

– викидом в атмосферу таких шкідливих речовин, як оксиди сірки та азоту, монооксиди вуглецю, тверді частинки золи, канцерогенні органічні речовини, зокрема бенз(а)пірен та ін.;

– викидом величезних кількостей діоксиду вуглецю, що є основним чинником виникнення «парникового ефекту»;

– тепловим забрудненням навколишнього середовища;

– скиданням мінералізованих і нагрітих вод;

– споживанням у великих об'ємах кисню і води;

– забрудненням ландшафту;

– виникненням електромагнітних та електростатичних полів.

Під час спалювання вугілля в атмосферу виділяються зола із частинками неспаленого палива, сірчистий і сірчаний ангідриди SO_2 і SO_3 , оксиди азоту NO_2 і NO_3 , деяка кількість фтористих сполук та гідрокарбонати, а також газоподібні продукти неповного згорання. Летка зола іноді містить, крім нетоксичних складових, шкідливі домішки. Зокрема, у золі донецьких антрацитів у незначній кількості міститься арсен, а в золі екібастузького вугілля і деяких інших родовищ – вільний діоксид кремнію, у золі сланців і вугілля Кансько-Ачинського басейну – вільний діоксид кальцію.

У процесі спалювання мазуту в атмосферне повітря з димом і газами надходять: сірчистий і сірчаний ангідриди SO_2 і SO_3 , оксиди азоту (NO і NO_2), газоподібні й тверді продукти неповного згорання палива, сполуки ванадію, солей натрію, а також речовини, які видаляють із поверхні котлів під час їхнього очищення.

Природний газ в екологічному плані є найчистішим видом палива. Проте і під час добре організованого спалювання природного газу утворюються шкідливі речовини: діоксид вуглецю CO_2 , оксиди азоту, у незначних кількостях оксиди сірки SO .

Незважаючи на найбільш негативний вплив продуктів згорання вугілля на навколишнє середовище, електроенергію виробляють переважно на твердому паливі. Якщо 1974 р. частка твердого палива в ПЕР становила 50 %, то до середини

1990-х рр. його частка збільшилася до 60 %. Споживання нафти, навпаки, досягнувши пікового рівня 1980 р., набуло стабільної тенденції з темпом зменшення близько 2,6 % на рік. Застосування газу для генерування енергії постійно зростає.

Перевага, яку віддають вугіллю у виробництві теплової та електричної енергії, зумовлена тим, що світові розвідані запаси кам'яного вугілля становлять 87 % від усіх викопних джерел енергії на планеті. Загальні світові запаси кам'яного вугілля, включаючи прогнозовані родовища, мають енергетичний потенціал, що в 25 разів перевищує нафтовий. Якщо припустити, що людство відмовиться від усіх інших джерел енергії і буде використовувати тільки кам'яне вугілля, то з урахуванням щорічного зростання споживання енергії його вистачить приблизно на 200 років. Однак негативні екологічні наслідки все ж таки неминучі. Крім того, щоб успішно спалювати різні види палива в топках котельних агрегатів, потрібно впроваджувати новітні технології.

Роль енергетичних ресурсів у життєдіяльності суспільства особливо виразно було продемонстровано під час енергетичної кризи 1973–1974 років. У ці роки відбулася справжня революція в підходах до енергоспоживання в індустріальних країнах, які зуміли, практично не збільшуючи споживання енергоресурсів, нарощувати ВВП. Корінної перебудови зазнала економіка як у структурному, так і в технологічному відношенні. Енергоємність ВВП стала одним із найважливіших і визначальних показників макроекономічного і науково-технічного стану економіки.

Рівень розвитку ПЕК значною мірою визначає темпи зростання і технічний рівень виробництва, стан економіки й добробут суспільства загалом. Еволюція не терпить застою. Розвиток цивілізації неможливо уявити без зростання споживання енергії та енергоресурсів як загального (глобального), так і місцевого (локального) плану. У глобальному плані – це регулювання виробництва енергії і зростання споживання енергоресурсів на державному і міжнародному рівні; перехід на нові, екологічно чисті й енергоощадні технології виробництва енергії; перегляд ставлення до процесу енергоспоживання, до визнаних людських

цінностей, укладу життя як окремої людини, так і людства загалом. Реалізація зазначених процесів потребує розроблення довгострокових державних програм, розрахованих на багато десятиків років.

Тому паралельно із зазначеним вище, щоб знизити вплив енергетики на біосферу, необхідно розглядати такі заходи, які вже сьогодні можуть привести до істотних результатів. Наприклад, викиди шкідливих речовин енергетичними об'єктами можна знизити шляхом подальшого заміщення мазуту природним газом, удосконалення пальникових пристроїв, організації багатоступеневого спалювання палива, застосування прогресивних способів очищення палива від сірки, підвищення ефективності виробництва теплової та електричної енергії, дотримання спеціальних режимів спалювання палива, застосування сучасних технологій очищення димових газів від SO_x та NO_x та інших заходів, зокрема створення і впровадження тарифної і цінової політики, що стимулює розроблення й використання екологічно чистих технологій і устаткування.

Велику роль у пом'якшенні енергетичної проблеми і підвищенні добробуту населення відіграє енергозбереження – один із пріоритетних і найбільш ефективних напрямків сучасної енергетичної політики. Наприклад, економія 1 т вугілля зменшує викиди золи на 250 кг, оксидів сірки – приблизно на 2 кг, оксидів азоту – на 3 кг, оксиду вуглецю – на 10 кг; економія 1 т мазуту скорочує викиди сірчастого ангідриду на 40 кг, оксиду вуглецю – на 12 кг; економія 1000 м³ природного газу зменшує викиди оксиду азоту на 2,5 кг, оксиду вуглецю – на 8 кг.

Унаслідок підвищення ефективності використання ПЕР завдяки термодинамічним факторам можливе істотне зниження питомої витрати палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії, що підвищує екологічну безпеку енергетичних об'єктів. Ще актуальнішим є розвиток і використання відновлюваних джерел енергії. Останнє особливо важливо в контексті заходів, ужитих міжнародним співтовариством для зниження дії «парникового ефекту» і виконання інших зобов'язань, пов'язаних із можливою зміною клімату Землі.

3.2 Вугільні теплові джерела енергії та екологічна безпека

У всьому світі близько 80 % теплової та електричної енергії виробляють на основі спалювання викопних органічних палив і перетворення їх хімічної енергії в теплову та електричну. Відомо, що об'єкти теплоенергетики є визначальними в споживанні води і кисню, а також у тепловому забрудненні. Із продуктами спалювання палив викидаються (від загальної кількості): ~30 % твердих аерозольних часток, ~60 % оксидів сірки (SO_2) та азоту (NO_x), а також основна частка CO_2 як визначального фактора виникнення «парникового ефекту», що призводить до потепління клімату. В енергетиці України широко використовуються низькосортні палива, що характеризуються низькою реакційною здатністю, низькою теплою згоряння і високою зольністю. Це спричиняє погіршення економічності електричних станцій внаслідок зниження їхньої ефективної потужності та збільшення витрати висококалорійних палив (природного газу та мазуту) для покриття теплових навантажень [34, 35].

3.3 Екологічна небезпека енергетичних установок

Потенціал електроенергетики України складає 50 потужних ТЕС, 12 ГЕС и 4 АЕС.

Питомі показники викидів шкідливих речовин з димовими газами (ДГ) ТЕС і відпрацьованими газами (ВГ) газотурбінних установок (ГТУ) під час використання різних палив наведено в таблицях 3.1–3.4 [36–39].

Таблиця 3.1 – Питомі показники забруднення атмосфери (г/Вт·год) від спалювання органічних палив (за даними Міжнародного інституту прикладного системного аналізу, м. Відень)

Викиди	Вид палива			
	кам'яне вугілля	буре вугілля	мазут	природний газ
SO_2	6,0	7,7	7,4	0,002
NO_x	2,8	3,4	2,4	1,9
Тверді частки	1,4	2,7	0,7	–
Фтористі з'єднання	0,05	1,11	0,004	–

Таблиця 3.2 – Валові викиди (тис. т/рік) та витрата палива на ТЕС потужністю 1000 МВт [37]

Викиди	Вид і річна витрата палива		
	природний газ ($1,9 \cdot 10^9 \text{ м}^3$)	мазут ($1,57 \cdot 10^6 \text{ т}$)	вугілля ($2,3 \cdot 10^6 \text{ т}$)
SO ₂	0,012	52,7	139,0
NO _x	12,0	22,0	21,0
CO	Незначне	0,08	0,21
Тверді частки	0,46	0,73	4,49
Гідрокарбонати	Незначне	0,67	0,52

Вміст: у мазуті $S^p = 1,6 \%$; у вугіллі $S^p = 3,59 \%$.

Таблиця 3.3 – Параметри токсичності димових газів енергоустановок із котлоагрегатами і паровими турбінами

Параметр	Тип котлоагрегату		
	ТП-100	ТПП-210	ТПП-210
Вид палива	Вугілля з мазутною підсвіткою	Вугілля з газовою підсвіткою	Природний газ
$\bar{N}_{\text{эл}}$	1	1	1
α	2,13	1,89	1,49
$C_{\text{NO}_x}, \text{ мг/м}^3$	555	627	664
$C_{\text{SO}_2}, \text{ мг/м}^3$	2315	1670	сліди
$C_{\text{БП}}, \text{ мг/м}^3$	$0,16 \cdot 10^{-3}$	$0,12 \cdot 10^{-3}$	сліди
$(\overline{\text{ЕХН}}_{\text{NO}_x}), \%$	21	29	100
$(\overline{\text{ЕХН}}_{\text{SO}_2}), \%$	78	70,5	–
$(\overline{\text{ЕХН}}_{\text{БП}})^*, \%$	1,0	0,5	–
$\sum (\text{ЕХН}_i)_j \cdot 10^{-3}$	~ 48	~ 39	~ 12
K_i	~ 2,3	~ 1,5	~ 1,7

*Основна частка канцерогенних речовин і важких металів несеться зі шлаком і золою, що змивається з електрофільтрів.

Нормативні дані: $[\text{NO}_x]_{\text{ТП-100}} = 600$;

$[\text{NO}_x]_{\text{ТПП-210}} = 750$;

$[\text{NO}_x]_{\text{ТПП-210(природний газ)}} = 390 \text{ мг/нм}^3$.

Таблиця 3.4 – Параметри токсичності ВГ енергетичних ГТУ

Параметр	Тип ГТУ							
	ГТ-100-750		ГТ-35-770		ГТ-35-770		ГТ-25-700-1	
Вид палива	Газотурбінне (S ^p =1,0 %)				Природний газ			
\overline{N}_E	0	1	0	1	0	1	0	1
L_Σ	7,0	4,0	8,0	4,5	8,5	4,5	9,0	5,5
$C_{NOx}, \text{мг/м}^3$	100	300	70	170	60	170	40	220
$C_{SO_2}, \text{мг/м}^3$	292	511	250	445	–	–	–	–
$C_{БП}, \text{мкг/м}^3$	0,83	0,4	0,15	0,08	–	–	–	–
$C_{ТЧ}, \text{мг/м}^3$	100	30	8,0	15,0	–	–	–	–
$C_{CO}, \text{мг/м}^3$	375	62	625	62,0	430	10	500	–
$(\overline{EXH}_{NOx}), \%$	15	34	19	27	71	100	57	100
$(\overline{EXH}_{SO_2}), \%$	39	54	63	65	–	–	–	–
$(\overline{EXH}_{БП}), \%$	9	4	4	1,5	–	–	–	–
$(\overline{EXH}_{ТЧ}), \%$	34	8	5	6	–	–	–	–
$(\overline{EXH}_{CO}), \%$	3	–	9	0,5	29	–	43	–
$\sum (EXH_i)_j \cdot 10^{-3}$	~12	~15	~6	~11	~1,5	~3	~1,2	~4
K_i		~2,7		~2		~1,1		~1,5

При узагальненні наведених вище даних запропоновані питомі інтегральні показники екологіхімічної небезпеки (ЕХО) енергетичних установок

$$\begin{aligned}
 (\overline{EXH}_i)_j &= A_i \cdot C_i, \\
 \sum (\overline{EXH}_i)_j &= \left\{ \sum A_i \cdot C_i \right\}, \\
 (\overline{EXH}_i)_j &= 100 \cdot \left\{ \frac{(\overline{EXH}_i)_j}{\sum (\overline{EXH}_i)_j} \right\}, \%,
 \end{aligned}$$

де A_i , C_i – відповідно відносний показник рівня токсичності й концентрація (мг/м^3) i -го шкідливого інгредієнта у ДГ та ВГ ($A_{NO} = 15,0$; $A_{NO_2} = 41,5$; $A_{SO_2} = 16,4$; $A_{ТЧ(\text{сажа})} = 41,5$; $A_{БП} = 12,6 \cdot 10^5$; $A_{CO} = 1,0$ [37]); $\sum A_i \cdot [C_i]$ – допускаються зараз умовно нормативні (технологічні) рівні токсичності ДГ або ВГ.

Оскільки сумарний рівень токсичності ДГ і ВГ енергоустановок під час роботи на номінальному режимі

переважно визначається концентраціями NO_x ($0,9\text{NO} + 0,1\text{NO}_2$) та SO_2 , тоді $A_{\text{NO}_x} = (0,9 \cdot A_{\text{NO}} + 0,1 \cdot A_{\text{NO}_2}) = 17,7$.

Отже

$$\sum (\text{EXH}_i)_j = 17,7 \cdot C_{\text{NO}_x} + 16,4 \cdot C_{\text{SO}_2},$$

$$\text{а } \sum [\text{EXH}_i]_j = 17,65 \cdot [C_{\text{NO}_x}] + 16,4 \cdot [C_{\text{SO}_2}].$$

Із огляду на те, що відносні показники рівнів токсичності ДГ або ВГ енергоустановок ($A_{(\text{NO}+\text{NO}_2)}$ та A_{SO_2}) майже однакові, можна прийняти $[C_{\text{NO}_x}] = [C_{\text{SO}_2}]$. Тоді можемо визначити рівень перевищення токсичності ДГ або ВГ енергоустановок щодо прийнятих (запропонованих) нормативних рівнів

$$K_j = \frac{A_{\text{NO}_x} \cdot C_{\text{NO}_x} + A_{\text{SO}_x} C_{\text{SO}_2}}{A_{\text{NO}_x} [C_{\text{NO}_x}] + A_{\text{SO}_x} [C_{\text{SO}_2}]}.$$

У країнах СНД для котлоагрегатів норми $[\text{ГДК}_{\text{NO}_x}]$ установлюють виходячи з концентрації кисню в ДГ, і вони залежать від категорії котлів і виду палив (таблиця 3.5) [37].

Таблиця 3.5 – Норми $[\text{ГДК}_{\text{NO}_x}]$ (мг/м^3) у димових газах котлоагрегатів (для країн СНД, за $\alpha = 1,4$)

Вид палива	Котли І категорії		Котли вищої категорії	
	Парова потужність, т/год			
	≤420	>420	≤420	>420
Природний газ	320	390	300	350
Мазут	340	440	300	350
Буре вугілля та сланці	550	550	500	500
Кам'яне вугілля	600	750	500	500

Для сучасних ГТУ норми $[\text{ГДК}_{\text{NO}_x}]$ у ВГ складають 150 мг/м^3 (у разі утримання в них кисню на рівні 15 %).

Із поданих даних випливає:

– під час роботи ТЕС на вугіллі визначальними шкідливими інгредієнтами в ДГ є SO_2 та NO_x , а під час роботи на природному газі – NO_x ; сумарна екологіхімічна небезпека

ДГ під час роботи на природному газі приблизно в 4 рази нижча, ніж під час роботи на вугіллі; розглянуті блоки ТЕС приблизно в два рази перевищують встановлені нормативні (технологічні) вимоги до токсичності ДГ; основна частка канцерогенних речовин і важких металів несеться зі шлаком і золою, що змивається з електрофільтрів;

– під час роботи ГТУ на газотурбінному паливі визначальними шкідливими інгредієнтами у ВГ є SO_2 та NO_x , а під час роботи на природному газі – NO_x ; сумарна екологіхімічна небезпека ГТУ під час роботи на природному газі приблизно в 3–4 рази нижча, ніж під час роботи на нафтовому газотурбінному паливі; розглянуті ГТУ в 1,1–2,7 рази перевищують установлені нормативні (технологічні) вимоги до токсичності ВГ.

3.4 Викиди канцерогенних речовин від вугільних станцій

Особливо шкідливими для людини інгредієнтами, що викидаються з ДГ вугільних ТЕС, є: оксиди азоту (NO_x) і сірки (SO_2), дрібнодисперсні аерозолі, які містять золу, сажисті частинки, оксиди металів і т. д., а також канцерогенні вуглеводні. До того ж канцерогенні вуглеводні в значній мірі сорбуються на дрібнодисперсних аерозолях і можуть накопичуватися (як і важкі метали) на значних територіях навколо ТЕС і на золовідвалах. Крім того, в атмосфері під впливом сонячної радіації з оксидів азоту та канцерогенних вуглеводнів додатково можуть синтезуватися нітроканцерогенні речовини, що мають мутагенні властивості й є гранично небезпечними для здоров'я людини [36]. У міжнародній практиці як індикатор присутності канцерогенних речовин в атмосфері й продуктах спалювання палив прийнятий бенз(а)пірен (БП). Викладене вище визначає актуальність вивчення ТЕС, що працюють на вугіллі з додатковим використанням мазуту або природного газу як джерел забруднення атмосферного повітря токсичними і канцерогенними речовинами.

Результати комплексних досліджень вмісту токсичних та канцерогенних речовин у ДГ, стічних водах і золі двох

енергоблоків Зміївської ТЕС, наведені в роботі [34]. Технічні характеристики режимів їх роботи – в таблиці 3.6.

Визначення NO_x та SO_2 здійснювалося за димососами за допомогою газоаналізатора TESTO-350. Визначення бенз(а)пірену в димових газах і стічній воді проводилося спектрально-флуоресцентним методом, п'ятиокиси ванадію (займає основну частку серед важких металів) – емісійним спектральним і фотометричним методами.

Таблиця 3.6 – Основні технічні характеристики енергоблоків

Номер енергоблока	Потужність, МВт	Витрата гострої пари, т/год	Паливо	Тип золо-уловлювача
6	178	530	Вугілля з МП	Скрубер
10Б	135	450	Вугілля з ГП	Електрофільтр

МП – мазутне підсвічування, ГП – газове підсвічування.

З метою максимального уловлювання БП із ДГ застосовувався відбір проб на аерозольні фільтри типу АФА-РМА-20 (для уловлювання аерозолів) у поєднанні з бензолними пастками (для уловлювання БП, що знаходиться в паровій фазі). Підготовка проб до аналізу полягала в отриманні БП з фільтрів і проведенні тонкошарової хроматографії. Кількісний аналіз БП у відібраних пробах проводився спектрально-флуоресцентним методом по квазілінійчатих спектрам люмінісценції на спектрометрі ДФС-12 методом додавань.

Результати досліджень рівнів концентрацій NO_x та SO_2 , БП і V_2O_5 у ДГ та стічній воді енергоблоків із мазутної і газової підсвічуванням подано в таблицях 3.7 і 3.8.

Таблиця 3.7 – Концентрації токсичних і канцерогенних речовин у ДГ

Паливо	NO_x прив., мг/м ³	SO_2 прив., мг/м ³	БП, мг/м ³	V_2O_5 , мг/м ³
Вугілля з МП	844	3522	$(0,43 - 0,06) \times 10^{-3}$	2,14 – 0,18
Вугілля з ГП	846	2254	$(0,41 - 0,04) \times 10^{-3}$	1,61 – 0,41

Таблиця 3.8 – Концентрації БП та V₂O₅ у стічній воді після золоуловлювачів

Паливо	Концентрація БП, мг/л		Концентрація V ₂ O ₅ , мг/л	
	у воді	в осаді (золі)	у воді	в осаді (золі)
Вугілля з МП	$0,005 \times 10^{-3}$	$0,081 \times 10^{-3}$	0,01	2,40
Вугілля з ГП	$0,002 \times 10^{-3}$	$0,034 \times 10^{-3}$	0,01	2,27

Дослідження показали, що ступінь уловлювання бенз(а)пірену та п'ятиоксида ванадію золоуловлювачами – скруберами становить відповідно 61 % і 98 %, золоуловлювачами – електрофільтрами – відповідно 67 % і 93 %. Отже, основна частина канцерогенних речовин та важких металів, що містяться в димових газах, несеться в золівідвали зі стічною водою. Накопичення зазначених шкідливих речовин на золівідвалах є найважливішою складовою екологічної проблеми електростанцій.

Екологічний аналіз отриманих результатів доцільно проводити з використанням показника – рівня шкідливості ДГ [39, 40]. Рівень шкідливості (G_i) – це відношення середньої концентрації i -ої речовини (\bar{C}_i) у ДГ до середньодобової гранично допустимої концентрації цієї речовини $[ГДК_i]_{cc}$ у атмосферному повітрі населених місць:

$$G_i = \bar{C}_i / [ГДК_i]_{cc}.$$

Аналогічно визначається рівень шкідливості досліджуваних компонентів у стічній воді. Результати досліджень рівнів шкідливості токсичних і канцерогенних речовин, що викидаються з димовими газами вугільних котлоагрегатів Зміївської ТЕС, наведені на рисунку 3.1 [34, 40].

На підставі наведених даних можна дійти висновку, що традиційні вугільні блоки ТЕС суттєво забруднюють атмосферу оксидами азоту й сірки, а також ґрунт і воду канцерогенними складовими та важкими металами. Вирішення цієї проблеми може бути знайдено на шляху збільшення обсягів вуглезбагачення, удосконалення існуючих технологій спалювання вугілля і впровадження нових вугільних енерготехнологій, разом із воднево-киснево-плазмовими [41, 42].

Удосконалення існуючих методів спалювання вугілля, з огляду на сучасний фінансовий стан енергетики України, перспективно тільки на найближче десятиліття. Водночас доцільно виконувати: подачу вугільного пилу високої концентрації з підігріванням повітря до 600 – 700 К; модернізацію млинів зі збільшенням тонкості помелу; установку нових пальників, зокрема з попередньою термічною підготовкою вугілля. Заходи, які перераховані вище, разом із капітальним ремонтом котлоагрегатів зможуть продовжити термін їхньої експлуатації на 10–20 років і частково підвищити енергетичну ефективність спалювання в них вугілля. Але ці заходи не дозволять виключити природний газ або мазут із процесів спалювання вугілля, особливо високореакційного вугілля, та істотно не змінять екологічних показників енергетичних блоків ТЕС.

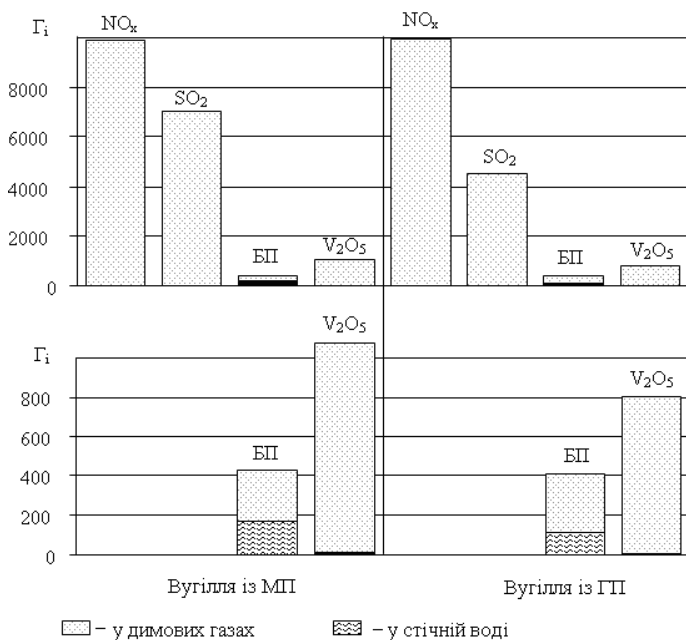


Рисунок 3.1 – Рівні шкідливості токсичних і канцерогенних речовин

Для підвищення ефективності використання зазначеного вугілля на ТЕС, підвищення екологічної чистоти процесів його термічного перероблення, забезпечення роботи обладнання в маневрених режимах необхідне впровадження нових вугільних енерготехнологій, до яких, насамперед, потрібно зарахувати: технології з системами сіро- і азотоочищення; методи спалювання вугілля в котлоагрегатах із плечовими топками і вихровими предтопками; технологій термічного перероблення вугілля, зокрема в різних модифікаціях киплячого шару, а також плазмових технологій спалювання вугілля [43].

4 ШЛЯХИ РОЗВИТКУ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ ТА ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ

4.1 Енергетична політика та організаційно-технічні заходи

Загальні поняття енергетичної політики. Незалежність будь-якої держави значною мірою визначається її енергетичною самодостатністю. Зі свого боку, енергетична незалежність багато в чому визначається правильно сформульованою довгостроковою енергетичною політикою. Остання передбачає стратегію і тактику досягнення енергетичної незалежності, ґрунтовану на детальному аналізі стану ПЕР і ПЕК країни, і використання як новітніх науково-технічних рішень, так і організаційно-технічних заходів із підвищення ефективності перетворення первинних ПЕР і споживання кінцевого енергоресурсу.

Енергетична політика – складний і багатогранний напрямок науково-практичної діяльності, який визначається в умовах сучасного історичного періоду відповідно до політичних та економічних завдань розвитку держави на найближчу і на віддалену перспективу. Ця політика повинна відповідати загальній стратегії розвитку енергетики, бути гнучкою і забезпечувати економіку держави, відповідаючи світовим стандартам.

Необхідно розрізняти стратегію і тактику енергетичної політики. Енергетична стратегія – це науково обґрунтована система розвитку довгострокових пріоритетних напрямків і механізмів їхньої реалізації в енергетиці, тактика – шляхи вирішення питань і механізми досягнення задач на окремих коротких етапах історичного розвитку. Найважливішим завданням енергетичної політики є забезпечення енергетичної незалежності держави і енергобезпеки як складової безпеки держави в цілому і стратегії розвитку суспільства.

Засади енергетичної безпеки та енергетичної незалежності мають бути визначені в головному правовому документі будь-якої держави – його Конституції – з урахуванням економічних і соціальних інтересів суспільства. В українському законодавстві поняття «енергетична безпека» використовується лише стосовно

електроенергетики. Відповідно до Закону України «Про електроенергетику» № 575/97-ВР від 16 жовтня 1997 р.: «Енергетична безпека – це стан енергетики, що гарантує технічно й економічно безпечне задоволення поточних і перспективних потреб споживачів в енергії та охорону навколишнього середовища», але це визначення не відбиває стан і завдання усього ПЕК.

З урахуванням вимог до всього ПЕК і національної економіки взагалі поняття «енергетична безпека» та «енергетична незалежність» держави можна сформулювати у такий спосіб [26, 27].

Енергетична безпека – це мінімальний рівень усіх складових ПЕК і систем енергопостачання, що уберігає від колапсу економічний і соціальний організм держави навіть за найнесприятливіших умов, які реально можуть скластися в мирний час чи у випадку війни.

Основні критерії енергетичної безпеки держави наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1– Критерії енергетичної безпеки держави

Показник	Граничні значення	Оцінка для України
1	2	3
Зниження енергоємності ВВП	не менше 1–2 % на рік	збільшення на 2 % до 2001 р. та подальше незначне зниження
Відношення річних інвестицій у розвиток ПЕК до вартості основних фондів	не менше 4–5 %	менше 1 %
Зношеність виробничих фондів у ПЕК	не більше 45 %	див. таблицю 5.2
Відношення приросту запасів нафти до її річного видобутку	не менше 1,5–2 %	у середньому 0,5 %
Диверсифікованість зовнішніх поставок нафти та газу	не менше трьох джерел	два джерела: нафта – Росія, Казахстан; газ – Росія, Туркменістан
Запаси вугілля, виходячи з середніх потреб січня	більше 40 діб. За нормами ЄС – 90–120 діб на всі енергоносії	у середньому 15–20 діб

Продовження таблиці 4.1

1	2	3
Повнота діючого в ПЕК законодавства	не менше 80–90 %	не більше 75 %
Сумарний недовипуск паливно-енергетичних ресурсів за всіма категоріями споживачів	не більше 1–2 %	дані не наводяться

Аналіз наведених вище критеріїв енергетичної безпеки України показує, що нафтогазовий комплекс і електроенергетика, які залишаються донорами для розвитку інших галузей, сьогодні близькі до повного зносу основних фондів: 96 % устаткування теплових електростанцій відпрацювало свій ресурс, 73 % – перевищило граничний рівень. Із 36 млн кВт встановленої потужності спроможні нести навантаження лише 17 млн кВт.

Відсутність серйозних інвестицій у розвиток енергетики може вже до 2020 р. призвести до повної залежності країни від імпорту електроенергії (таблиця 4.2) [44].

Дані, наведені в таблицях 4.1 та 4.2, свідчать про необхідність вживання екстрених заходів для приведення критеріїв енергетичної безпеки до належного рівня.

Таблиця 4.2 – Наявність та дефіцит робочих потужностей в енергосистемі України, млн кВт

Характеристика	2005 р.	2010 р.	2020 р.	2030 р.
Атомні електростанції (термін експлуатації – 30 років)	10,8	10,8	1	0
Теплові електростанції	6–7	1–2	0	0
Теплоелектроцентралі	3–4	1–2	0	0
Гідро- та гідроаккумуляційні станції	4–7	4–7	4–7	4–7
Наявні потужності	30,8	17,5–22,5	5–7	4–7
Необхідна встановлена потужність урахуванням резерву	33–37	37–45	55–60	70–75
Дефіцит робочих потужностей	7–10	18,5–22,5	50–55	65–70

Наступною важливою характеристикою держави є енергетична незалежність – спроможність держави

забезпечувати економіку кінцевими енергоносіями, а не енергетичною сировиною. Варто зазначити, що енергетична незалежність держави не означає обов'язкового забезпечення власними ресурсами. Наприклад, Японія, яка не має власної ресурсної бази, спроможна забезпечити себе кінцевими енергоресурсами завдяки розвинутій промисловості, наявності високого рівня прибутковості та збалансованій міжнародній політиці.

На сьогодні міжнародний ринок енергоносіїв пропонує в необмеженій кількості кінцеві й первинні енергоресурси. Наявність фінансового потенціалу держави визначає можливість придбання енергоносіїв на ринку і забезпечення енергонезалежності. У той же час держави, що зараз забезпечені енергоресурсами, можуть у якийсь момент опинитися у дефіцитній ситуації. Прикладом може бути становище Великобританії в період страйків шахтарів 1974 р. або повна залежність України від Росії у виробництві ядерного палива за наявності власної уранової руди.

Пріоритетними напрямками енергетичної політики є такі:

- надійне енергозабезпечення;
- підвищення енергоефективності й максимальна реалізація потенціалу енергозбереження;
- модернізація і реконструкція енергетичної інфраструктури;
- підвищення рівня безпеки, стійкості й життєздатності енергетичних об'єктів;
- створення лібералізованих конкурентних ринків енергоносіїв;
- структурна перебудова енергокомплексу;
- збільшення виробництва (видобутку) власних енергоресурсів, залучення місцевих і нетрадиційних видів енергоносіїв;
- впровадження технологій і джерел енергії, що знижують навантаження на довкілля;
- реформування енергетичної сфери відповідно до умов ринкової економіки;
- залучення зовнішніх інвестицій у розвиток ПЕК;

- диверсифікованість зовнішніх джерел постачання енергоносіїв;
- наближення параметрів ПЕК до міжнародних норм і стандартів, зокрема до ЄС.

Формуванню основ енергетичної політики України сприяло прийняття таких програмних законодавчих документів, як Національна енергетична програма, Комплексна державна програма енергозбереження, Закони України «Про енергозбереження», «Про електроенергетику», «Про альтернативні джерела енергії», «Про когенерацію», Укази Президента України, «Енергетична стратегія України до 2030 р. та на подальшу перспективу».

Як уже відзначалося, Україна – одна з небагатьох держав, структура паливно-енергетичних балансів якої суперечить структурі власних енергетичних ресурсів. Достатньо відзначити, що частка природного газу в енергетичному балансі країни (46 %) перевищує аналогічні сумарні показники США і Великобританії. Тому значним потенціалом економії ПЕР можуть стати організаційно-технічні заходи підвищення ефективності виробництва і споживання енергії [1, 37].

Консалтингові схеми в енергетиці. Паливно-енергетичні кризи, яких зазнали країни Західної Європи на початку 70-х років XX ст., змусили переглянути погляди на використання енергії і навколишнього середовища. Був розроблений і реалізований комплекс практичних і державних заходів, мета яких – раціональне використання енергії. Одним з основних державних заходів стало створення консалтингових схем.

Загалом консалтингова схема – система планомірних заходів, які здійснюються у будь-якій спеціально обраній сфері. У цьому випадку ці заходи передбачають:

- створення консалтингових фірм, що надають споживачам енергії, розроблювачам, працівникам планово-економічного сектора, експлуатаційному персоналу і керівникам підприємств послуги у вигляді кваліфікованої допомоги у сфері економії енергії;
- створення необхідних навчальних курсів і проведення занять зі слухачами різного рівня;

- розроблення відповідних навчальних програм та ілюстративних матеріалів;
- широку інформаційну компанію у засобах масової інформації, випуск друкованої продукції, що рекламує і пояснює саму ідею енергозбереження;
- висвітлення в пресі вдалим прикладів економії енергії, підготовка і публікація статей у технічних журналах для фахівців.

Створення і впровадження цілої низки консалтингових схем сприяло змінам на краще у сфері економії енергії у країнах Західної Європи. Наприклад, загальне споживання енергії в Данії в 1990 році залишалося на рівні 1973 року, тоді як валовий національний продукт виріс за цей же час на 40 %.

На сьогодні такий підхід використовується під час побудови системи взаємодії між економією енергії і захистом навколишнього середовища. В основу покладено розумне планування енергоспоживання, яке спричиняє використання необхідної кількості енергії завдяки удосконаленню технології та інфраструктури. Охоплюється система в цілому, на всіх етапах перетворення енергії – виробництво, транспортування, розподіл і використання її кінцевим споживачем. Створення реалістичного плану дій з економії енергії базується на відповідному законодавстві в галузі енергетики, а також наявності у суспільстві загальноприйнятих стандартів і норм.

Для впровадження програми енергозбереження необхідно:

- проведення попереднього економічного аналізу, базованого на точних даних із реального споживання енергії, системі тарифів, інформації про збори платежів, окупність та ін.;
- створення переліку необхідних першочергових заходів щодо оптимізації споживання енергії;
- прийняття рішень з упровадження обраних заходів;
- оптимізація роботи енергосистеми і вибір енергетичного менеджменту;
- регулярна оцінка результатів та інформування всіх зацікавлених про стан справ.

Мета цих дій – збереження досягнутого рівня економії, оцінка ефективності впроваджуваних заходів, планування подальшої економії.

Інформація систематично збирається з усіх ланок енергосистеми, порівнюється з наявними базами даних, паралельно оновлюючи їх. На всіх етапах здійснюється поточне інформування. Результати оцінки і зібрана інформація призначаються для використання фахівцями, зокрема в галузі енергетики, і кінцевими споживачами. Усе це дозволяє накопичувати досвід і сприяє поступовій зміні ставлення різних соціальних груп до цієї проблеми. Цей процес передбачає взаємний обмін думками з ключових питань: методи економії енергії, удосконалення цінової політики та оцінки нової продукції, екологічні проблеми енергетики та енергетичні аспекти екології.

Отже, консалтингові схеми – це практичний інструмент упровадження політики раціонального, екологічно чистого одержання і використання енергії, необхідна ланка між планом і отриманням результатів на основі удосконалення існуючих і використання новітніх технологій, вибору методів і засобів їх оптимального впровадження.

Удосконалення енерготехнологій і політика енергозбереження в будь-якій країні пов'язані з таким енергетичним устаткуванням:

- теплогенерувальні системи: ТЕС, ТЕЦ, опалювально-виробничі котельні, установки центрального опалення, котлоагрегати різного призначення, печі;
- системи розподілу тепла: підстанції, теплові мережі;
- теплоізоляція будинків, труб, резервуарів високотемпературного робочого тіла, теплообмінників;
- вентиляційне устаткування будівель різного призначення;
- устаткування для вироблення електроенергії: електростанції, турбомашини, вентиляційні агрегати;
- системи електропостачання;
- електроустановки, електроустаткування, споживаючі та керувальні прилади.

Узагалі ефективність використання енергії ґрунтується на впровадженні заходів з удосконалення постачання енергії, її розподілу і споживання. Що стосується ресурсів, призначених для їхнього впровадження, то важливо, щоб схеми мали чітко окреслені межі. Робота консалтингових схем повинна координуватися так, щоб консультанти-фахівці з різних питань могли спільно вирішувати загальні проблеми, створюючи загальну базу знань, підвищуючи свою кваліфікацію, аналізуючи отримані результати.

Цікаво вивчити досвід та енергетичну політику країн Західної Європи, які велику увагу приділяють впровадженню нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії. Зокрема, у країнах ЄС до 2020 року приблизно 20 % від усієї енергії, що виробляється, планується покривати завдяки відновлюваним джерелам. Щоб зробити цей напрямок економічно більш привабливим, уряди багатьох країн розробили спеціальні програми державних субсидій. Наприклад, у разі покупки вітроенергогенератора або сонячної нагрівальної установки до 30 % від їхньої ціни покривається за рахунок держави. Створено спеціальну систему випробувань, апробації і тестування такого устаткування з видачею технічного паспорта. Чим нижче продуктивність установки, тим менше розмір субсидій. У такий спосіб, з ринку видаляються гірші зразки техніки. Крім того, цей процес здійснюється за допомогою економічних важелів, які застосовує держава.

Країни ЄС прийняли до виконання програму поліпшення екологічної ситуації, пов'язану зі скороченням викидів CO, CO₂, N_{ox}. Акцент робиться на жорсткості норм викидів цих речовин, для задоволення яких необхідно переходити до більш досконалих технологій, зменшення споживання енергії. Цього досягають за допомогою ефективної системи оподаткування, зокрема, податку на викид CO₂, що робить украй не вигідною експлуатацію енергетично неефективного устаткування.

Отже, враховуючи, що енергетична ефективність тісно пов'язана з екологією, державі доцільно досягнення екологічної чистоти визначити за стратегічну мету, а енергетичну ефективність – за засіб досягнення цієї мети.

Енергетичний менеджмент. Енергетичний менеджмент – це, насамперед, процес управління енергетичними потоками, основною метою якого є створення умов для найбільш ефективного використання енергоносіїв з мінімальними витратами. Основними критеріями ефективності використання енергоресурсів є додержання двох закономірностей: $E=A/P \rightarrow \min$, $Z \rightarrow \min$, де E – енергоємність; A – сумарна кількість усіх витрачених енергоресурсів в умовному паливі; P – валовий внутрішній продукт, або реалізація продукції у грошовому виразі (грн), якщо мова йде про підприємства та організації; Z – фінансові витрати на випуск продукції.

Управління будь-якою сферою починається з розроблення концепції, на базі якої розробляється політика та стратегія розвитку. Концептуально структура управління енергоефективністю, як і структура управління державою, має ієрархічний характер та може бути подана у вигляді піраміди (рисуюнок 4.1).



Рисуюнок 4.1 – Ієрархічний устрій системи управління енергоефективністю

Кожний рівень має свої повноваження, окремі завдання, окремі проблеми, але практично на кожному рівні повинна розроблятися політика та стратегія енергоефективності.

Загалом весь цикл управління можна подати у вигляді послідовного алгоритму [45]. Водночас наведена схема

```
graph TD
    Policy[ПОЛІТИКА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ] --> Program[ПРОГРАМА ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ]
    Program --> EMS[ПРОГРАМА ЕМ]
    External[СТОРОННІ ОРГАНІЗАЦІЇ  
інспекція  
експертиза  
енергетичний аудит] --> Policy
    External --> Program
    External --> EMS
    External --> Org[Організаційно-функціональна частина системи енергоменеджменту]
    Org --> Policy
    Org --> Program
    Org --> EMS
    Org --> Control[Контроль з боку керівництва]
    Control --> Org
    Org --> Training[Навчання]
    Org --> Motivation[Мотивація]
    Training --> Service[Служба ЕМ]
    Motivation --> Service
    Service --> Planning[Планування стану]
    Planning --> Consideration[Врахування стану]
    Consideration --> InternalAudit[Внутрішній енергоаудит]
    InternalAudit --> ControlStatus[Контроль стану]
    ControlStatus --> Analysis[Аналіз стану]
    Analysis --> Decision{Прийняття рішень}
    Decision --> Service
    Decision --> Planning
    Decision --> Correction{Коригування дії}
    Correction --> Service
    Correction --> Planning
    Correction --> Consideration
    Correction --> InternalAudit
    Correction --> ControlStatus
    Correction --> Analysis
```

Внутрішнє коло становить організаційно-функціональну частину системи енергоменеджменту на нижчих рівнях. Але враховуючи різні можливості регіонів та їхні особливості на кожному нижчому рівні, для створення державної політики і

програми енергозбереження також розробляються програми регіонального та місцевих рівнів, а також суб'єктів господарювання.

Одним із важливих чинників є усунення перешкод на шляху підвищення енергоефективності української економіки. Це багато в чому залежить від законодавчої бази та її додержання, створення раціональної системи управління енерго- та ресурсозбереженням, додержання екологічних вимог, створення державою привабливих механізмів та часткової фінансової участі у впровадженні енергоощадних технологій та обладнання, створення привабливого податкового клімату на всіх стадіях проходження енергетичних потоків.

У зв'язку з викладеним вище головним завданням стратегії розвитку енергетики та енергоефективності має стати розроблення тарифної політики стосовно енергоносіїв, оцінка реального потенціалу всіх джерел енергії, включаючи нетрадиційні та відновлювані, у прив'язці до конкретних регіонів. Оскільки економічні та енергетичні потенціали регіонів України значно відрізняються один від одного, основна практична діяльність у галузі енергоефективності має бути перенесена на регіональний рівень і лише на базі регіональних програм може бути створена державна програма енергоефективності з урахуванням взаємозв'язку з розвитком усіх галузей.

Це потребує передбачення у бюджеті країни чіткої структури регіонального фінансування енергозбереження та законодавче створення регіональних фондів енергоефективності.

Крім того, необхідно значно змінити законодавчу базу інвестування в енергозбереження з одночасним розвитком системи страхування ризиків, передусім у сфері використання альтернативних та відновлюваних джерел енергії, де терміни окупності перевищують три та більше років.

Для забезпечення ефективної роботи в напрямку енергозбереження на регіональному рівні необхідно створення дієздатної служби енергоменеджменту, що повністю відповідає вимогам Закону України «Про енергозбереження». Оскільки енергоменеджмент – це процес управління, то, як і для кожного

процесу, необхідно, насамперед, створити систему збору об'єктивної інформації по кожному з етапів проходження енергоресурсів від видобутку до споживача.

Отже, *першим кроком* енергоменеджменту є організація обліку енергоресурсів при добуванні, перетворенні, транспортуванні, розподілі та споживанні.

Другий крок – створення системи орієнтирів, тобто еталонних показників використання енергоресурсів на одиницю продукції або послуг, що відображено в законі України «Про енергозбереження» у вигляді розроблення стандартів, або прогресивних питомих норм витрат енергоносіїв.

Третій крок – створення постійно діючої системи моніторингу впроваджених енергоощадних заходів із метою їх оцінки та популяризації.

Четвертий крок – організація розповсюдження інформації та створення консалтингових структур для надання консультативних послуг про наявність найкращих та більш енергоекономічних технологій та обладнання.

У загальному вигляді структура регіонального управління енергоефективністю як приклад наведена на рисунку 4.3.

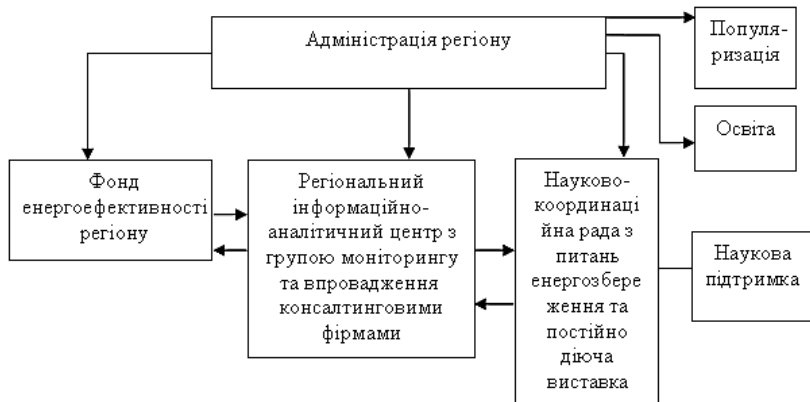


Рисунок 4.3 – Структурна схема регіонального управління енергоефективністю

Таким чином, енергоменеджмент як процес управління містить у собі облік та аналіз споживання, розподілу, перетворення, виробництва та добування, планування як кінцевих, так і проміжних енергоресурсів, дослідження потенційних запасів відновлюваних та альтернативних джерел енергії, а також енергозбереження та енергетичний аудит як складові енергоменеджменту.

Ефективне впровадження енергозберігаючих технологій можливо лише у разі наявності економічної привабливості усіх сторін, які беруть участь у виробництві енергоносіїв та їх споживанні, включаючи регіональні та місцеві власті. Тільки за взаємної вигоди всіх учасників процесу підвищення енергоефективності можливо досягнути позитивного результату.

4.2 Енергоощадність

Розглянуті вище заходи, спрямовані на підвищення ефективності виробництва і споживання енергії, тісно пов'язані із загальними організаційними заходами з енергозбереження, що вживаються багатьма розвинутими державами. Це, насамперед: розроблення законодавства і стандартів з енергозбереження; упровадження обліку і контролю за споживанням енергоресурсів на всіх рівнях (від індивідуального споживача до регіону, галузі і держави в цілому); перегляд цін і тарифів на енергоресурси; державний нагляд за їхнім споживанням; ліквідація дотацій на споживання енергії і палива; визначення і підтримка оптимальних параметрів технологічних процесів; штрафи за викиди в навколишнє середовище шкідливих речовин, що утворюються в процесі згоряння; пільги на податки і кредити за впровадження енерго- і ресурсощадних технологій, техніки, матеріалів; дотації населенню і підприємствам на застосування енергозберігаючої техніки, технології, матеріалів, а також екологічно чистих енергоустановок і пристроїв.

Як показує досвід передових країн, ці заходи дозволяють протягом 3–4 років без істотних фінансових витрат скоротити споживання ПЕР на 12–18 % від їхнього початкового

споживання, а протягом наступних 10 років – ще на 15–20 %. Проблема енергозбереження не вирішується лише організаційними заходами, потрібні значні капіталовкладення, удосконалювання енерготехнічних технологій. Витрати, пов'язані з економією 1 кВт енергії, у 3–4 рази менші, ніж на виробництво 1 кВт встановленої потужності. Цим визначається пріоритет розвитку енергозбереження над модернізацією енергетики.

Основний потенціал енергозбереження зосереджений у галузях економіки з найбільшим споживанням енергоресурсів: енергетиці, металургії, хімічній і нафтохімічній промисловості, виробництві будівельних матеріалів, машинобудуванні. Тому основні заходи щодо енергозбереження необхідно реалізувати передусім саме в цих галузях.

Особливо варто звернути увагу на енергозбереження у стаціонарній енергетиці. Сучасна структура енергетики, зокрема України, не оптимальна. Середній ККД (брутто) багатьох конденсаційних електричних станцій становить 34–38 %. З урахуванням витрат електроенергії на власні потреби (робота насосів, дроблення вугілля й ін.) ККД (нетто) можна оцінити на рівні 30–34 %. Якщо ще враховувати втрати на трансформацію і передачу електроенергії (від 6 до 16 %), то для окремих віддалених споживачів КЕС працюють із ККД 22–26 %. Частка енергії первинних енергоносіїв, яка не врахована вище, розсіюється в навколишнє середовище.

Інакше відбувається за комбінованого вироблення електричної і теплової енергії – когенерації. У цьому випадку ККД (брутто) становить 75–85 %, оскільки подібні енергооб'єкти (насамперед ТЕЦ) передають вироблену електроенергію на далекі відстані, їхнє ККД (нетто) перебуває на рівні 74–80 %, тобто в 3–3,5 рази вище, ніж для великих конденсаційних КЕС і ГРЕС.

Перевага ГРЕС над ТЕЦ полягає в тому, що ці електростанції більш потужні. Завдяки концентрації виробництва експлуатаційні втрати і в остаточному підсумку тарифи на електроенергію нижче. Однак із зростанням цін на паливо ця ситуація буде змінюватися на користь ТЕЦ. Енергетики Західної Європи дотримуються думки, що частка

електроенергії, виробленої ТЕЦ, у загальному балансі повинна складати близько 50 %. В Україні вона поки ще не перевищує 7 %, тоді як у Фінляндії вже у 1997 році становила 34 % від загальної встановленої потужності. У муніципальній енергетиці Фінляндії пропорція комбінованого виробництва енергії майже найвища у світі – 76 %.

Як бачимо, структура ПЕК України в цілому потребує змін з урахуванням світового досвіду і наявних умов енергетичного ринку. Очевидно, необхідно зупинити будівництво електростанцій великої потужності, збільшити кількість ТЕЦ, розвивати децентралізоване енергопостачання з використанням відновлюваних та інших нетрадиційних джерел енергії. Для реалізації цього напрямку структурної перебудови енергокомплексу потрібна модернізація (реконструкція) невеликих ТЕС і ТЕЦ там, де це можливо, а також упровадження енергозберігаючих технологій в енергоємних технологічних процесах різних виробництв, зокрема, металургійних, хімічних, виробництві будівельних матеріалів і конструкцій, у малій енергетиці тощо.

Переваги комунальної і децентралізованої енергетики полягають ще й у тому, що для будівництва подібних енергооб'єктів необхідні менші капіталовкладення. Необхідно враховувати, що оптимальне відношення централізованої і децентралізованої енергетики, визначене на основі детального аналізу поточних техніко-економічних показників енергооб'єктів, згодом змінюється.

Великий потенціал енергозбереження мають комунально-побутовий і житловий сектор, на частку яких припадає близько 30 % споживання енергії. Тому особливої уваги заслуговує питання розташування об'єктів комунальної і децентралізованої енергетики. Необхідно враховувати, що найбільші втрати виробленої електроенергії мають регіони, віддалені від ТЕС і АЕС на значні відстані. Сюди належать і села України, до яких прокладені ЛЕП невисокої напруги (6 кВ, 10 кВ). За розрахунками фахівців США, передача електроенергії напругою 10 кВ на відстані, більші за 5 км, збиткова, виходячи з діючих тарифів, через високі питомі та абсолютні втрати енергії. Тому для спорудження сільських енергооб'єктів можна

рекомендувати малі (міні- і мікро-) ГЕС, вітроелектричні установки, малі ТЕЦ на базі газотурбінних і дизельних електростанцій з використанням місцевих видів палива (біомаси, біогазу, генераторного газу та ін.).

Загалом, під енергозбереженням варто розуміти ефективне використання енергії на кожному етапі її виробництва і перетворення. Це комплексна проблема, складна в науковому, технічному і соціальному плані, пов'язана з взаємозамінністю різних видів енергії, ефективністю і великою кількістю процесів перетворення, складністю їх фізичної реалізації і математичного моделювання і, нарешті, з різноманіттям і глобальністю екологічних проблем, що породжуються енергетикою й енергопостачанням.

Дослідження у сфері ефективного перетворення енергії охоплюють широке коло проблем, можливо, навіть ширше, ніж сама наука «енергетика». Базові теплоенергетичні процеси характеризуються поступовим зменшенням енергетичного потенціалу робочого тіла. Завдання полягає не тільки в підвищенні цього потенціалу шляхом збільшення кількості енергії, перетвореної в роботу, але й у створенні процесів перетворення енергії з мінімальними тепловими втратами, можливістю подальшого корисного застосування низькопотенційної теплової енергії в інших процесах і, нарешті, максимальним усуненням негативного впливу енергетики на навколишнє середовище.

З урахуванням екологічної кризи, дефіциту паливно-енергетичних ресурсів (насамперед газу, мазуту і ядерного палива) одним із стратегічних напрямків створення незалежного, безпечного і надійного паливно-енергетичного комплексу будь-якої країни, зокрема й України, є прискорений розвиток екологічно чистої енергетики. Це передбачає широкомасштабне використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії. Аналіз стану економіки, географічних, геологічних, кліматологічних та інших даних свідчить, що в Україні, як і в багатьох країнах світу можливе їх широке використання.

Відаючи належне розвитку цього напрямку, варто зазначити, що це ні якою мірою не суперечить стратегії

подальшого удосконалювання і реабілітації базової традиційної енергетики як основи ПЕК України.

Обов'язковою умовою є врахування можливих змін цінової політики на енергоносії і виділення пріоритетних напрямків розвитку найбільш перспективних галузей економіки, диверсифікованість ПЕР, споживаних енергетикою. І тут важко недооцінити значення енергозбереження як головного і поки що незатребуваного належною мірою енергетичного ресурсу.

Під час оцінювання перспектив розвитку нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) здебільшого підкреслюється їх екологічна чистота. Це справедливо для окремих видів НВДЕ, хоча в цілому вони також дещо негативно впливають на навколишнє середовище. Однак, безсумнівно, що НВДЕ більш прийнятні з погляду впливу на екологію, ніж джерела традиційної енергетики (ТЕС, АЕС, ГЕС, ОПК, дизельні установки та ін.).

Розширення використання НВДЕ пов'язано з освоєнням нових технологій перетворення енергії сонця, вітру, біомаси, гідроенергії і геотермального тепла землі. Особлива увага в енергетичній структурі НВДЕ на тривалу перспективу приділяється гідроенергетиці, що на сьогодні є основним видом відновлюваних джерел енергії. Екологічні аспекти застосування малих ГЕС лише в окремих моментах збігаються з проблемами традиційної гідроенергетики і не порівняні з ними.

Загальні негативні наслідки використання НВДЕ обумовлені проблемами землекористування, шуму, зміни ландшафту, застосування нових матеріалів, виробництво яких в окремих випадках може негативно впливати на довкілля (наприклад, одержання кремнію для сонячної енергетики). Необхідно враховувати, що характер взаємодії цих установок з навколишнім середовищем принципово відрізняється від характеру впливу традиційної енергетики, хоча зберігає негативні впливи, характерні для кожного виду НВДЕ. Тому аналіз можливих наслідків впровадження НВДЕ необхідно проводити ще на етапі розробки і проектування. Це дозволить уникнути помилок, які припускались під час освоєння традиційних енергоустановок, коли спочатку були створені технологічні принципи, і лише потім у процесі експлуатації

почалися пошуки шляхів усунення негативних екологічних наслідків. Але все це є темою окремого дослідження, окреслених наукових праць [5].

Усі підприємства відновлювальної енергії, детальну характеристику яких наведено у [5], належать до складу малої енергетики.

4.3 Мала енергетика та когенерація

Узагалі до малої енергетики України належать промислові ТЕЦ (ПТЕЦ) і котельні, усе обладнання комунальної енергетики, районні котельні, промислові печі, побутові енергоустановки різної потужності, автономні теплоцентралі. Для них характерний низький рівень економічності, надійності й безпеки.

Мала енергетика споживає більше 60 % усього палива ПЕК України. Обсяги споживання газоподібного, рідкого і твердого палива становлять (в умовному паливі), відповідно, 49, 20 і 31 %. В Україні налічують більше 2,0 млн одиниць паливоспалювальних установок, які належать до малої енергетики. Значна їхня частина (понад 1,5 млн) – котли тепловою потужністю до 0,1 МВт.

Особливу групу обладнання малої енергетики складають промислові ТЕЦ (243 одиниці загальною потужністю 3100 МВт), загальне річне виробництво електроенергії яке становить близько 6,0 млн кВт·год, а теплової енергії – 43,3 млн Гкал. Крім цього, витрачається приблизно 11,5 млн т у. п., зокрема, 7,5 млрд м³ газу, 1,7 млн т рідкого палива (переважно паливного мазуту) і 0,4 млн т вугілля. Техніко-економічні показники більшості зазначених ПТЕЦ дуже низькі, при негативному впливі на екологію.

Великими споживачами палива є також промислово-виробничі та опалювальні котельні, з яких 1750 мають малу встановлену одиничну потужність (близько 20 Гкал/год).

Отже, на потреби енергогенерувальних потужностей систем теплопостачання малої енергетики витрачається ПЕР більше, ніж для будь-якої іншої галузі народного господарства. Ефективність використання палива і екологічні показники цих

систем не відповідають сучасним вимогам науково-технічного прогресу.

Експлуатуються величезна кількість низькоефективних котелень та автономних теплогенераторів, які спалюють найдефіцитніші види палива – газ та мазут. Середня питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії дуже висока (43,5 кг у. п./ГДж або 181,9 кг у. п./Гкал) за середнього ККД не більше 75 %. Здебільшого теплові ККД дрібних котелень та індивідуальних джерел у 1,5 – 2,0 рази нижче, ніж технічно допустимий рівень. Вони є не тільки найбільшими споживачами ПЕР, а й основними джерелами забруднення навколишнього середовища, що збільшують екологічне навантаження на міста і населені пункти.

Розвиток енергетичних вузлів на підприємствах металургії, вугледобутку, на промислових підприємствах різного профілю, які використовують теплову енергію і технологічну пару, розвиток теплозабезпечення міст, реалізуючи політику енергозбереження, потребує вирішення складних проблем реанімації та заміщення енергообладнання.

Найбільш радикальним і прийнятним для економіки України є впровадження когенераційних технологій, тобто комбінованого виробництва електричної та теплової енергії, що можна вважати одним із найбільш результативних шляхів підвищення ефективності використання палива на стадії генерування енергії [46].

Широке впровадження когенераційних технологій в енергетиці потребує децентралізації енергогенерувальних потужностей середньої та малої потужності, об'єктів промисловості та комунального господарства, технологічних і транспортних комплексів.

В Україні історично склалася розгалужена система котельних і теплотрас для централізованого теплопостачання та гарячого водопостачання, яка є ідеальною базою для використання когенераційних технологій. Енерговузли «Теплокомуненерго» підприємства та промислових підприємств можуть стати виробниками електроенергії, обсяги виробництва яких у змозі забезпечувати власні потреби та, за використання резервних потужностей, здійснювати поставки на сторону (у

піковому режимі або в період надзвичайної ситуації), а також роботу в базово-піковому режимі.

Для енергозабезпечення комунальних та промислових об'єктів потрібні когенераційні енергоустановки електричною потужністю від 0,5 до 12 МВт, а в деяких випадках і більше. Можна запропонувати такі шляхи реалізації цього напрямку:

- використання дизель-генераторів і газотурбогенераторів з утилізатором теплоти відхідних газів [47];

- установку на існуючих енерговузлах підприємств парових протитискових турбін малої потужності для заміни процесу дроселювання пари на процес зниження тиску пари в турбіні з виробленням додаткової електроенергії;

- упровадження паротурбінних циклів на різних робочих тілах на об'єктах скидної теплоти технологічних процесів та комунальної енергетики.

У монографії розглядається реалізація деяких актуальних завдань другого та третього напрямку, а саме аналіз існуючого типоряду паротурбінних установок малої потужності для автономного енергозабезпечення та енергозбереження з використанням наявного теплогенерувального устаткування на об'єктах упровадження.

Стабільне функціонування енергетики в цілому, зокрема, підприємств промислової і комунальної теплоенергетики є одним із стратегічних завдань розвитку національної економіки. З огляду на географічне й кліматичне становище України, розвиток комунальної інфраструктури і стабільне постачання теплової та електричної енергії населених пунктів належить до питань національної безпеки [48, 49].

Обмежені запаси викопних палив (вугілля, сланців, газу, дров, нафтопродуктів), а також зростання їхньої вартості вимагають підвищення ефективності виробництва і зниження споживання енергії, розвитку альтернативних джерел енергії [50, 51]. Разом із тим поновлювані джерела енергії порівняно з традиційними джерелами, є дорожчими і, на сьогодні економічно не виправдовують витрати споживачів. Отже, найбільш актуальним в короткостроковому і середньостроковому періодах є підвищення ефективності

використання традиційного природного палива при отриманні теплової та електричної енергії [52–56].

Таким чином, ми знову повертаємося до проблем вартості енергії, теплової та електричної, тобто до проблеми енергозбереження і ролі когенерації в їхньому виробництві.

Підвищення вартості теплової та електричної енергії призводить до збільшення питомих витрат на одиницю продукції, що випускається промисловими підприємствами, отже, до зниження її конкурентоспроможності [57]. Причиною цього є застосування малоефективних енерговитратних технологій, як під час виробництва енергоносіїв, так і за їхнього споживання, зокрема, у теплоенергетиці. У всьому світі прогрес у теплоенергетиці пов'язують із вирішенням завдань щодо підвищення ефективності, екологічності, зниження матеріало- і капіталомісткості, підвищення надійності та експлуатаційних властивостей енергетичних установок теплових електростанцій.

Наразі ринок тепло- та електроенергетики сформований у вигляді цілісної економічної системи, елементами якої є підприємства-виробники, підприємства, що транспортують енергію, і її споживачі. В умовах ринкової економіки державне регулювання ринку електроенергії здебільшого обмежене формуванням нормативного забезпечення, що містить норми монопольного і антимонопольного законодавства, а також контролем над виконанням цих норм, оскільки в Україні ціноутворення в електроенергетиці регулюється державою [58–60].

Ефективне використання паливних та енергетичних ресурсів не може залежати тільки від окремих учасників цього ринку, а залежить від їхніх сукупних зв'язків і взаємодій в єдиній системі. Зокрема, скорочення витрат виробництва теплової та електричної енергії, зокрема, шляхом зменшення споживання палива і модернізації основних фондів, може відбуватися тільки в разі мотивації виробників. У той же час за умов державного стримування тарифів і їхнього розрахунку за витратним методом неможлива ефективна мотивація виробників для досягнення цієї мети.

Енергетика України, представлена централізованим енергопостачанням, є природною монополією. Саме цим

пояснюється державна участь у регулюванні тарифів на теплову та електричну енергію. Разом із тим зарубіжний досвід показує, що навіть у такій сфері можна підвищувати ефективність усієї економічної системи шляхом розвитку конкуренції. Саме тому в багатьох країнах широке застосування отримала технологія децентралізованого енергопостачання, що змушує централізованих постачальників боротися за споживачів і вже на гнучких ринкових умовах домовлятися з ними, підвищуючи якість своєї пропозиції.

Організації, що транспортують теплову та електричну енергію, в умовах гнучкого попиту споживачів, також змушені брати участь у формуванні рівноважної ціни на теплову і електричну енергію шляхом зниження вартості своїх послуг та підвищення ефективності, зокрема завдяки зменшенню втрат у мережах. Зарубіжний досвід свідчить про підвищення ефективності всієї економічної системи навіть в умовах гнучкого ціноутворення на енергоресурси. Отже, питання енергоефективності та впровадження відповідних енергозберігаючих технологій в енергетиці залежить від усіх учасників ринку [61].

Розвиток промисловості веде до значного зростання споживання і вартості паливно-енергетичних ресурсів. Одночасно проглядається тенденція виникнення дефіциту енергоресурсів, насамперед, природного газу [62].

Однією з основних причин низького рівня ефективності використання ПЕР все ще є існуюча думка про незначну частку енергетичних витрат у собівартості продукції, уявлення про доступність і дешевизну енергоресурсів. Тоді як, у низці галузей їхня частка становить від 15 % до 40 % собівартості продукції (без урахування вартості сировини і матеріалів), а в окремих випадках досягає і більших значень. Реальна ж величина залежить від типів підприємств і характеру режимів їхньої роботи [63, 64].

Зниження конкурентоспроможності вітчизняної продукції передусім пов'язане як із постійним подорожчанням енергоносіїв, так із застарілим підходом до управління процесом використання ПЕР у промисловості. У зв'язку з цим на багатьох підприємствах не проводиться робота зі зниження

енергоємності продукції [63, 65]. Зазначаючи як об'єктивні економічні обставини застаріле технологічне обладнання, низький ступінь забезпеченості підприємств сучасними технічними засобами обліку використання енергоносіїв тощо.

На ефективності використання ПЕР негативно позначається відсутність стратегічних планів реструктуризації виробництв і належного адміністративно-економічного порядку в енергогосподарствах підприємств, а також недостатню, а найчастіше повну відсутність як комплексної системи нормативного забезпечення ефективного їхнього використання, так і стратегії роботи підприємства в поточних умовах.

Серйозною перешкодою є стійкі психологічні стереотипи невіри в ефективність і доцільність енергозбереження, особливо на робочих місцях. У працівників підприємств відсутня економічна зацікавленість у раціональному використанні ПЕР [63, 65–68].

Якщо говорити про особливості енергозбереження в Україні, то варто зазначити, що тривалий час економічна політика України була переважно орієнтована на розвиток енергоємних галузей промисловості: металургійної, хімічної, здебільшого галузей машинобудівного комплексу. Наявність застарілого, технічно зношеного обладнання, орієнтація на дешеві зовнішні паливно-енергетичні ресурси призвели до нераціонального використання в Україні первинних енергоресурсів.

Однією з головних причин надмірного енергоспоживання є деформована структура української економіки. Наприклад, відсутність необхідного вироблення електроенергії призводить до економічних втрат, які, за оцінками фахівців, можуть перевищувати вартість самої недоотриманої електроенергії більш ніж у 200 разів [69]. І хоча наразі на ТЕС України є надлишкові електрогенерувальні потужності, значне їхнє зношування в найближчому майбутньому може істотно змінити співвідношення електроенергії, що генерується з її споживанням [48, 51]. Ситуація ускладнюється низьким рівнем використання енергетичних ресурсів у промисловості і практичною відсутністю впровадження ефективних енергозберігаючих заходів. Енергоємність продукції, що випускається в Україні,

як вже зазначалося, у 2–6 разів перевищує енергоємність аналогічної продукції передових країн світу [70].

Отже, проблеми енергозабезпечення країни перебувають у площині зниження енергетичних витрат у промисловості, тобто економного витрачання енергетичних ресурсів і підвищення ефективності їхнього використання на всіх стадіях виробництва та споживання [71]. У той же час сформовані економічні умови в Україні не містять поки що реальних передумов забезпечення стійкого зниження енергоємності промислової продукції. Тому питання раціонального використання та економії енергетичних ресурсів на промислових підприємствах стратегічно важливі та повинні забезпечуватися комплексом заходів, спрямованих на скорочення витрат ресурсів і, насамперед, питомої витрати енергії [72, 73].

Реалізація конкретних виробничих процесів вимагає використання різного обладнання, ефективність якого, залежно від рівня температури змінюється від 20 до 70 %. ККД технологічних процесів можна підвищити завдяки поліпшенню використання палива на кожній стадії виробництва продукції, застосовуючи спеціальні пристрої для використання енергії вторинних енергоресурсів [64, 74].

Економія палива шляхом використання вторинних енергетичних ресурсів в останні роки перетворилася в актуальну проблему і є загальнодержавним завданням. У період до 1991 року ситуація з утилізацією ВЕР у промисловості поліпшувалася, проте досягнута фактична економія палива завдяки теплоті ВЕР по відношенню до можливої становить 30 – 32 %, зокрема в нафтопереробній та нафтохімічній промисловості – 40 %, у чорній металургії – 40 %, у хімічній – 25 %. Одним з ефективних напрямків утилізації теплоти ВЕР було виробництво електричної та теплової енергії для власних потреб підприємств. Варто зазначити, що більшість підприємств металургійної, хімічної, нафтохімічної та інших галузей промисловості є енергоємними виробництвами і, одночасно, характеризуються наявністю великої кількості ВЕР, що не використовуються у вигляді пари, гарячої води, факельних скидів, гарячих газів і т. п. [38].

Теплові схеми енергоустановок, у яких застосовують робочі тіла з низькою температурою кипіння, вимагають додаткового дослідження схемних рішень і конструктивних особливостей залежить від джерела відносно дешевої теплової енергії малого потенціалу.

Для вирішення завдань енергоощадження можливе застосування таких основних напрямків:

1. *Енергозбереження в теплоенергетиці*: охоплює вирішення завдань енергетичної оптимізації під час виробництва, передачі або заощадження електричної та теплової енергії, інтенсифікації процесів теплопередачі, розробки методик розрахунку техніко-економічних показників використання нових і модернізації існуючих паротурбінних і газотурбінних установок. Реалізація останнього завдання повинна проводитися на базі сучасних технологічних, енергетичних, науково-методичних і організаційних заходів.

2. *Енергозбереження в виробничих та опалювальних парових котельних*: ґрунтується на створенні раціональних теплових схем котелень із застосуванням паро- і газотурбінних установок із метою економії енергоресурсів під час їхньої роботи [75–79].

3. *Енергозбереження шляхом використання вторинних енергоресурсів*: вимагає використання горючих, теплових і ВЕР надлишкового тиску, які здатні передати іншому теплоносію (робочому тілу) частину накопиченої потенційної енергії перед скиданням у навколишнє середовище [41].

Перший напрямок є складним самостійним завданням, що вимагає окремого вирішення. Предметом вивчення в цій роботі є напрямки два і три, які будуть далі розглядатися більш докладно.

Вироблена у котельних пара (насичений або перегрітий), перш ніж надійти до споживача, дроселюється в редуційно-охолоджувальних установках (РОУ). Якщо паралельно з РОУ установити турбогенератор із протитисковою турбіною і подати на неї пару, що проходила через РОУ, то завдяки використанню потенційної енергії пари можна виробити додаткову електроенергію, кількість якої залежить від витрати пари і його параметрів після котлів. Водночас загальна витрата палива

зросте не більше ніж на 10–15 % порівняно з тим, який використовувався до установки турбіни, але питома витрата його на вироблення електроенергії зменшиться приблизно в 2 рази. У разі планової або аварійної зупинки турбіни на ремонт котельня продовжує працювати, дроселюючи пару в РОУ як і до установки турбіни [71, 80].

У разі перетворення котельні у міні-ТЕЦ доцільно використовувати турбіни протитискового типу, пара з яких подається на підігрівання сітьової води [49, 51, 81–83]. У літній період за відсутності опалювального навантаження, коли котел і турбіна не експлуатуються, необхідно шукати раціональні техніко-технологічні рішення для використання діючого енергетичного обладнання з економічною та соціальною метою [84–86]. Зокрема, якщо застосувати додатковий контур із низькокиплячим робочим тілом (НРТ), то пару з протитискової турбіни можна використовувати в цьому контурі та виробляти електроенергію [87]. Подібний контур також можна застосувати під час скидання пари малого потенціалу або гарячої води після технологічного процесу на промислових підприємствах.

Використання пари нижчих параметрів можливе у разі застосування турбін м'ятої пари або турбін декількох тисків. Для турбін м'ятої пари потрібна постійна, достатньо велика витрата відпрацьованої пари і рівномірне надходження її від парових турбін. Однак значні зміни витрати пари викликать коливання потужності турбіни. Зазначені причини призводять до додавання частини високого тиску, яка отримує пару від котельної установки під час відсутності або недостатнього надходження м'ятої пари. Така машина має назву турбіни двох тисків. Разом із тим варіант застосування цих двох видів турбін, що забезпечують загальний ефективний ККД цього циклу не більше 40 % за відносно високих питомих капітальних витратах, розглядати недоцільно, крім випадків, що мають цільову спрямованість.

У разі використання малих турбін для вже наявного в котельні обладнання вартість 1 кВт встановленої потужності «під ключ» складе від 1 000 дол. США до 2 000 дол. США залежно від потужності та типу турбіни, що у два рази менше, ніж за будівництво нової ТЕЦ. Собівартість електроенергії, що

виробляє міні-ТЕЦ (особливо під час установки турбін із протитиском), може бути значно нижче, ніж вартість електроенергії на енергоринку. Крім безпосередньої економічної вигоди від отримання більш дешевої електроенергії, у разі переведення котелень у міні-ТЕЦ підвищується надійність забезпечення підприємств електроенергією (турбогенератори можуть працювати паралельно з електричною мережею). Підприємства, на яких установлюються турбоустановки з генераторами, стають повністю або частково незалежними від енергоринку, що змушує виробників електричної та теплової енергії підвищувати якість послуг, що надаються [88].

Останніми роками в багатьох районах країни серйозною проблемою стала низька якість електропостачання (низька надійність поставок електроенергії, невідповідність параметрів електроенергії нормативним вимогам). У наслідок цього ефективна експлуатація сучасних приладів і обладнання неможлива без використання індивідуальних засобів безперебійного (резервного) електроживлення.

Автономне електропостачання можна забезпечити шляхом установлення і введення в експлуатацію турбоустановок малої потужності різного компонування на різних робочих тілах поблизу споживача електричної енергії.

Важливий фактор, який сприяє розвитку малої енергетики в Україні – технічні досягнення під час розроблення джерел малої генерації електроенергії. На ринку України, стало доступним електрогенерувальне обладнання невеликої потужності з високими техніко-економічними показниками [89].

Викладене вище дозволяє сформулювати основні переваги реалізації когенераційних систем у промисловій та комунальній енергетиці України, а саме:

– спорудження когенераційних установок (електричною потужністю від 0,5 до 50 МВт) не потребує величезних капіталовкладень. Порівняно з питомими витратами на будівництво нових (потужних) ТЕС 3 000–3 500 дол. США/кВт, питома вартість 1 кВт електричної потужності реалізації міні-ТЕЦ на базі існуючих котелень становить 1 000–2 000 дол. США/кВт;

– когенераційні установки дають можливість приносити прибуток, достатній для того, щоб окупити капітальні витрати на їхнє спорудження протягом 3–5 років їхньої експлуатації, за розрахункового терміну експлуатації обладнання 25–30 років (180–192 тис. годин), що в 2–3 рази нижче, ніж середні терміни окупності для електроенергетики;

– розташування когенераційних установок безпосередньо поблизу потенційних споживачів теплоелектроенергії з базою в регіонах із сформованою інфраструктурою істотно знижує втрати енергії в мережах тепло- і електропередач;

– когенераційні установки мають низькі рівні викидів токсичних речовин (CO і NO_x), що відповідає найжорсткішим міжнародним і українським стандартам, також знизять викиди CO_2 ;

– підвищує надійність енергопостачання споруд в умовах мінливого ринку енергії та високотехнологічного суспільства;

– під час вироблення та транспортування електроенергії кожен учасник ринку закладає свій прибуток, а реалізація когенераційної установки дозволяє отримати електричну енергію за собівартістю;

– можливість заміщати спалювання палива тепловими втратами (відходами) виробничих циклів, тобто корисно використовувати скидну теплоту технологічних процесів для вироблення теплової та електричної енергії;

– економічно доцільного вирішення впровадження та експлуатації пікових потужностей високої ефективності.

Отже, виконаний аналіз стану і тенденцій розвитку світової та «великої» базової енергетики України дозволяє виділити основні шляхи її вдосконалення [90]. Показано, що значні резерви містяться в «малій» енергетиці, головному споживачеві паливно-енергетичних ресурсів. Майбутнє тут належить упровадженню когенераційних технологій з використанням турбін малої потужності, у циклах яких використовуються різні робочі тіла.

Ці питання і є предметом розгляду наступних розділів монографії.

4.4 Потенціал когенераційних технологій

Одним із найбільш перспективних варіантів розв'язання проблеми економії паливно-енергетичних ресурсів є розвиток малої енергетики. Особливо великий потенціал має спільне вироблення електричної та теплової енергії – когенерація, яка дає можливість розвитку всієї економіки країни [40].

Реконструкція існуючих котелень у міні-ТЕЦ електричною потужністю до 50 МВт, розташованих у безпосередній близькості від кінцевого споживача, дозволяє не тільки виробляти електричну енергію на власні потреби, а й отримувати додатковий прибуток від її реалізації.

Міні-ТЕЦ може використовуватися основне або резервне джерело електроенергії для комунального господарства і очисних споруд, підприємств промисловості та сільського господарства, адміністративних і медичних установ, житлових комплексів як в автономному режимі, так і спільно з централізованими системами тепло- і електропостачання.

Переваги впровадження систем когенерації можна поділити на чотири тісно пов'язані між собою напрямки: економіка, надійність, утилізація тепла, екологія [40].

За експлуатації традиційних (паротурбінних) електростанцій, у зв'язку з технологічними особливостями процесу генерації енергії, велика кількість відпрацьованого тепла скидається до атмосфери. Велика його частка може бути утилізована для задоволення теплових потреб, що підвищить ефективність електростанції з 30–50 % до 80–90 % у системах когенерації. Порівняння між когенерацією та роздільним виробництвом електрики і тепла, засноване на типових значеннях ККД, подано на рисунку 4.4.

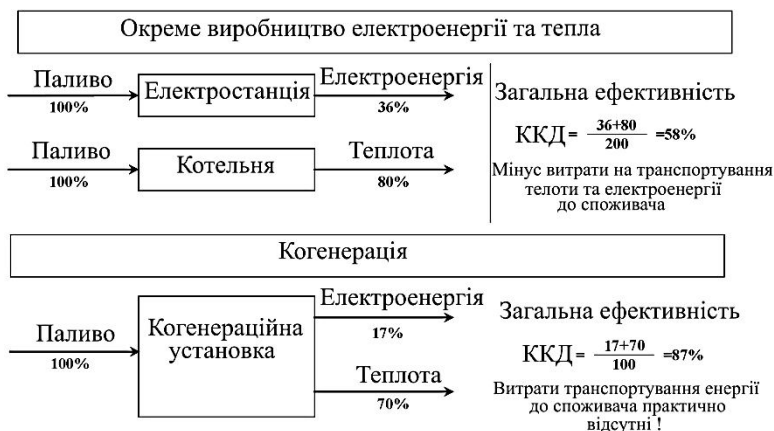


Рисунок 4.4 – Порівняння окремого виробництва електроенергії та тепла з когенерацією

На рисунку 4.5 приведена теплова схема мініелектростанції, де паралельно РОУ для виробництва електричної енергії встановлена парова протитискова турбіна, що зменшує витрати підприємства на електроенергію від мережі. Теплова потужність міні-ТЕЦ резервується відпуском пари від РОУ парових котлів, що працюють на загальну магістраль.

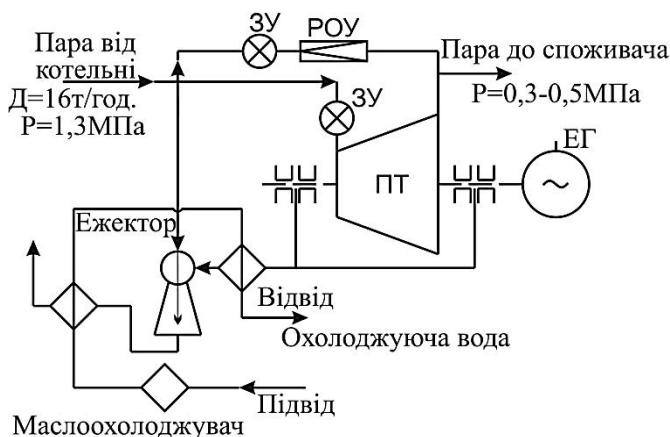


Рисунок 4.5 – Схема підключення протитискової турбіни на промислово-опалювальній котельні

Поява на вітчизняному ринку енергетичних установок малої потужності з високими техніко-економічними показниками (ККД, габаритні розміри, вартість) відкриває можливість такої реалізації виробництва тепла та електроенергії.

Схема потоків теплової та електричної енергії на парових опалювальних котельнях, переведених у міні-ТЕЦ, наведена на рисунку 4.6.

Для підвищення економічності подібних енергоустановок передбачається охолодження маслоохолоджувача (МО), охолоджувача генератора (ОГ) та ежектора відсмоктування пари з ущільнень (ЕВ) хімічистою водою, яка подається в деаератор котельні. Цю частину тепла показано у вигляді контуру «регенерація тепла» на рисунку 4.6.

При відсутності електроенергетичної надбудови котельня виробляє в основному циклі теплову енергію Q з витратою палива B . Втрати визначаються за значенням ККД котла η_k (втрати в трубопроводах і у споживача в основному циклі віднесені до теплоспоживання).

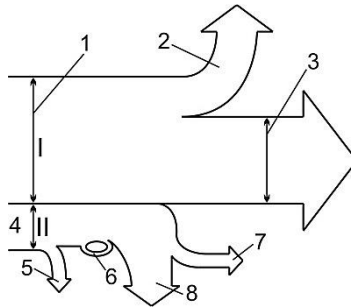


Рисунок 4.6 – Схема енергетичних потоків при комбінованому виробленні тепла та електроенергії:

- I – основний цикл без електроенергетичного навантаження;
- II – додатковий цикл надбудови; 1 – тепло основного палива;
- 2 – втрати тепла при спалюванні основного палива (з вихідним газом, продувкою); 3 – до споживача пари; 4 – тепло додаткового палива, ΔQ ; 5 – втрати тепла при спалюванні додаткового палива; 6 – регенерація тепла; 7 – втрати з повітряним охолодженням генератора ΔN й інші втрати;
- 8 – електроенергія, N

Визначення ефективності електроенергетичної надбудови здійснюється за умови, що споживач отримує таку ж кількість тепла, як при відсутності надбудови.

При виробленні електричної потужності N , потрібне додаткове паливо ΔB , яке також спалюється з ККД котла η_k . В цьому випадку можуть спостерігатися невеликі додаткові втрати енергії ΔN у вигляді витоків тепла в трубопроводах підведення пари до турбогенератора і відведення його від останнього при повітряному охолодженні генератора, при неможливості реалізувати регенерацію тепла від маслоохолоджувачів і ежекторів з використанням хімічненої води, зазначені втрати мають бути відшкодовані додатковою витратою палива.

Питома витрата палива на 1 кВт·год при корисній електричній потужності N дорівнює $b = \Delta B / N$.

Коефіцієнт корисної дії котла дуже слабо залежить від його теплопродуктивності при невеликій її зміні. Тоді з діаграми (рис. 4.6) випливає, що додаткове тепло палива, необхідне для вироблення електроенергії потужністю N при ККД котла η_k , становить

$$\Delta Q = \frac{N + \Delta N}{\eta_k}.$$

Виходячи з цього, витрата додаткового палива з теплотою згоряння Q_n^p , яке йде на вироблення електроенергії, можна записати у вигляді

$$\Delta B = \frac{\Delta Q}{Q_n^p}.$$

У разі повної регенерації тепла охолоджувачів (МО, ОГ, ЕВ), ΔN визначається тільки тепловтратами від труб підведення і відведення пари до турбогенератора, тобто втратами від додаткових трубопроводів. Якщо їх протяжність невелика, то цими втратами можна знехтувати. Тоді питома витрата умовного палива b , кг у.п./(кВт·год), складе

$$b = \frac{\Delta B}{N} = \frac{0,123}{\eta_k}. \quad (4.1)$$

При охолодженні ежектора, генератора і маслоохолоджувача водою системи технічного водопостачання

(не хімічищеною водою, тобто без регенерації тепла) втрати потужності ΔN зростуть на значення теплової потужності маслоохолоджувача, охолоджувачів генератора, ежектора

$$\Delta N = N(1 - \eta_m) + N(1 - \eta_e) + \Delta Q_e + \Delta Q_{mp}, \quad (4.2)$$

де $\Delta Q_e = (G_e + G_{уцїл})(h_p - h_e)$;

G_p – витрата робочої пари на ежектор;

$G_{уцїл}$ – витрата пари через кінцеві ущільнення;

h_p – ентальпія робочого пара;

h_e – середньомасова ентальпія живильної води перед деаератором.

У загальному випадку при розрахунку питомої витрати палива з урахуванням втрат по (4.2) маємо

$$\left. \begin{aligned} \Delta Q &= \frac{N + \Delta N}{\eta_k} = \frac{N}{\eta_k} \left(1 + \frac{\Delta N}{N} \right); \\ b &= \frac{0,123}{\eta_k} \left(1 + \frac{\Delta N}{N} \right). \end{aligned} \right\} \quad (4.3)$$

При повному використанні тепла охолоджувачів для підігріву хімічищеної води при $\eta_k = 0,9$ отримусмо

$$b = \frac{0,123}{0,9} = 0,141.$$

Оцінимо витрати палива на вироблення електроенергії, при установці протитискових турбін, згідно формул (4.1)–(4.3):

1. При охолодженні МО, ОГ та ЕВ водою системи технічного водопостачання для установок типу «Кубань-0,5» $G_p = 36$ кг/год (0,01 кг/с), $t_{жв} = 50$ °С, $G_{уцїл} = 110$ кг/год (0,03 кг/с), $\eta_r = 0,95$, $\eta_m = 0,98$, $N = 500$ кВт. Тоді отримаємо

$$\Delta Q = (0,01 + 0,03)(2786 - 4,19 \cdot 50) = 103 \text{ кВт};$$

$$\Delta N = 500(1 - 0,98) + 500(1 - 0,95) + 103 = 138 \text{ кВт};$$

$$b = \frac{0,123}{0,9} \left(1 + \frac{138}{500} \right) = 0,174 \text{ кг у.п./кВт} \cdot \text{год}.$$

2. При охолодженні МО, ОГ та ЕВ водою системи технічного водопостачання для установок типу ТГ-3,5/6.3Р12/1,2: $G_p = 252$ кг/год (0,07 кг/с), $t_{жв} = 50$ °С, $G_{уцїл} = 770$ кг/год (0,21 кг/с), $\eta_r = 0,95$, $\eta_m = 0,98$, $N = 3500$ кВт. Тоді отримаємо

$$\Delta Q = (0,07 + 0,21)(2789 - 4,19 \cdot 50) = 722 \text{ кВт} ;$$

$$\Delta N = 3500(1 - 0,98) + 3500(1 - 0,95) + 722 = 967 \text{ кВт} ;$$

$$b = \frac{0,123}{0,9} \left(1 + \frac{967}{3500} \right) = 0,174 \text{ кг у.п./ (кВт} \cdot \text{год)} \cdot$$

3. При охолодженні МО, ОГ та ЕВ водою системи технічного водопостачання для установок типу Р-6-35/5-1: $G_p = 432 \text{ кг/год}$ ($0,12 \text{ кг/с}$), $t_{жв} = 50 \text{ }^\circ\text{C}$, $G_{уціл} = 1320 \text{ кг/год}$ ($0,36 \text{ кг/с}$), $\eta_r = 0,95$, $\eta_m = 0,98$, $N = 6000 \text{ кВт}$. Тоді отримаємо

$$\Delta Q = (0,12 + 0,36)(3305 - 4,19 \cdot 50) = 1486 \text{ кВт} ;$$

$$\Delta N = 6000(1 - 0,98) + 6000(1 - 0,95) + 1486 = 1906 \text{ кВт} ;$$

$$b = \frac{0,123}{0,9} \left(1 + \frac{1906}{6000} \right) = 0,180 \text{ кг у.п./ (кВт} \cdot \text{год)} \cdot$$

Таким чином, питома витрата палива на вироблення електроенергії при реалізації міні-ТЕЦ із застосуванням парових протитискових турбін малої потужності на промислових і промислово-опалювальних котельних, в середньому становить $180 \text{ г у.п./ (кВт} \cdot \text{год)}$. Дані показники значно кращі, ніж на потужних енергетичних установках (по Україні $360\text{--}380 \text{ г у.п./ (кВт} \cdot \text{год)}$), що говорить про конкурентоспроможність малої енергетики та необхідність впровадження турбін малої потужності [40].

Застосовуючи традиційні робочі тіла слід пам'ятати про нетрадиційні установки. До таких установок відносять енергоутілізаційні установки зі замкненим робочим циклом на низькокиплячих робочих тілах, що дозволяють ефективно утилізувати середньо- і низько потенційні потоки теплоти. Реалізовувати таку схему можна, використовуючи скидну теплоту технологічних процесів підприємств, вихлопної пари паротурбінних установок і т. д.

Схема із замкненим робочим циклом на низькокиплячому робочому тілі реалізована в Україні на ВАТ «Сумське НВО ім. М.В. Фрунзе» (СНВО). Установка виконана на основі пентанової турбіни ТПР-4/6-1,45/0,1, що забезпечує електричну потужність 4 МВт, робочим тілом для неї служить n-пентан [40].

4.5 Енергоджерела та енергоустановки для впровадження когенерації

На більшості існуючих парових котелень, а також енерговузлах промислових підприємств різних галузей України та країн СНД встановлені котли, що виробляють насичену або слабоперегрету пару з тиском 1,3–1,4 МПа (до 2,4 МПа), яке знижується (дроселюється) у РОУ до необхідних в теплофікації або виробництві значень (0,12–0,6 МПа). Використання процесу дроселювання пари призводить до значних втрат потенційної енергії.

Слід зазначити, що багато установок промислових котелень вже вичерпали свій ресурс і працюють зі зниженими параметрами пари (тиском і температурою). Зростання вартості електроенергії підвищує актуальність дилеми: проводити капітальний ремонт котельного обладнання зі збереженням теплової схеми або проводити модернізацію з перетворенням котельні в міні-ТЕЦ. Розглянемо основні аспекти цієї проблеми.

Потужні парові котельні виробляють пару для промислових споживачів, а також беруть участь в теплофікації споруд соціально-побутового комплексу та прилеглого житлового фонду. Для забезпечення виробничого процесу необхідна електроенергія поставляється з об'єднаної енергетичної системи. У разі виникнення аварійної ситуації у зовнішній електромережі зупиняється виробництво і подача тепла на теплофікацію. Порушується технологічний процес, підприємство несе збитки.

Для того, щоб ці збитки не стали критичними, на великих підприємствах використовується резервне джерело живлення, як правило, дизель-генератор, який забезпечує мінімальний час пуску з холодного стану (10–15 хв.). При цьому підприємство, крім первісної вартості дизель-генератора, має нести експлуатаційні витрати по його підтримці у працездатному стані.

Введення резервного джерела живлення, проте, не вирішує усі проблеми, так як навіть одноразове аварійне відключення може призвести до виходу з ладу котельного та іншого дорогого обладнання, відновлення якого може затягнутися на тривалий

термін. У той же час, зниження тиску пари до необхідного значення у виробництві (теплофікації) можна зробити, пропустивши його через парову турбіну малої потужності, яка є приводом генератора для вироблення електроенергії. Заміна редуційних пристроїв турбогенераторами дозволяє істотно підвищити ефективність котельнь.

У цьому випадку до нового джерела електроенергії – турбогенератора за постійною схемою буде підключено основне обладнання самої котельні та устаткування, що забезпечує техпроцес. В результаті раптові відключення зовнішньої мережі не призведуть до аварійної зупинки виробничого обладнання. Другий варіант підключення турбіни: у паралель загальної мережі, через високовольтну лінію. При цьому турбогенератор повинен бути пристосований для роботи в локальній мережі в разі зникнення напруги на загальній лінії. При проведенні ремонтних робіт і планових зупинок проводиться перемикання всіх електроспоживачів на зовнішню мережу без порушень у виробничому процесі. Допустима також схема роботи турбогенератора з подачею електроенергії до зовнішньої мережі, в якій синхронізація частоти при підключенні до зовнішньої мережі здійснюється автоматично.

При модернізації котельні в міні-ТЕЦ, з метою зменшення кількості висококваліфікованого оперативного персоналу, доцільна установка системи управління котельні (турбіни, генератора, допоміжного обладнання і т. д.) як єдиної системи. Таке рішення дозволить значно збільшити надійність та зручність в обслуговуванні, мінімізувати необхідну площу для розміщення обладнання в диспетчерській котельні.

У зв'язку з вищесказаним, останнім часом різко зросли інтерес і кількість запитів різних підприємств і організацій до виробництва та постачання турбоагрегатів малої потужності. Здебільшого мова йде про можливість отримання електрогенерувальної установки, яка без значних капітальних витрат у короткий термін (8–12 міс.) може бути залучена в технологічний цикл. Досвід реалізації таких установок, як вже зазначалося, налагоджений в Російській Федерації. Перші установки ПАТ «Турбоатом» потужність 2–7 МВт введені в

Україні (Алчевський коксохімічний комбінат, Харцизький канатно-дротяний завод).

На жаль, на сьогодні відсутня цілеспрямована програма вивчення фактичного стану можливості автономізації енергопостачання, тобто реалізації енергетичної стратегії України на період до 2030 року в більшості галузей народного господарства [40].

Перспективним напрямком є розвиток видобутку метану на вугільних шахтах України, яка поки що не перевищує 6–10 %, в той час як на шахтах США становить понад 60 %. Це – прогресивний напрямок, перспективний для використання парогазових установок, найбільш економічних у сучасній енергетиці. Реально також використання турбін малої потужності на підприємствах різних галузей, що мають парогенерувальний потенціал для технологічних цілей.

Програми створення номенклатури малопотужних турбоустановок для металургійної промисловості пророблялися з головними інститутами України («Гіпромезом», «Гипрококс») і підприємством ПАТ «Турбоатом». Рішення повного комплексу проблем створення електрогенерувальних установок: техніко-економічні дослідження необхідного рівня потужностей, параметрів, способів зв'язку з енергосистемою і режимів експлуатації в умовах реальних споживачів, розроблення технічних завдань виробникам турбін, генераторів турбін, а головне, їхнє комплектне постачання вимагає спільних дій багатьох організацій.

Основними факторами, що визначають безумовну перспективність, цього напрямку, є:

- зростаюча потреба енергоспоживачів у стабільному енергозабезпеченні;

- непрогнозоване зростання цін на електроенергію, що призводить до не виправданого зростання собівартості та цінової неконкурентоспроможності продукції, що випускається;

- необхідність підвищення економічної ефективності виробництва електроенергії за мінімізації витрат;

- наявність парогенеруючих потужностей.

Остання обставина перетворює рішення поставленої проблеми в чисто технічну задачу надбудови діючої котельні мініблоком відповідної потужності.

4.6 Потенціал використання паротурбінних установок малої потужності

Розглянемо потенційний ринок України щодо використання паротурбінних установок малої потужності (0,5–2,0 МПа, а в деяких випадках і більше) у промисловій сфері та комунальному секторі господарства.

За наявними оцінками, загальна кількість котлів типу ДКВР продуктивністю від 6,5 т/год до 25 т/год пара на тиск 1,3 – 1,4 МПа, установлених в Україні, наразі становить близько 3 500 одиниць, із яких понад половини знаходиться в експлуатації.

Якщо розглянути вірогідний варіант економічного розвитку України та пов'язану з ним структуру виробництва тепла для теплових мереж міст у перспективі до 2030 року, то при використанні 50 % теплової потужності котлів з продуктивністю 15–20 Гкал/год лише в комунальних котельнях може бути встановлено до 1 200 паротурбінних установок еквівалентної потужністю в одному агрегаті 1 МВт. Прогнозована потреба в таких турбоустановки в комунальних котельнях наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Потреба в турбоустановках малої потужності для комунальних котельень

Період, роки	Кількість енергоблоків за період	Загальна кількість енергоблоків	Вартість млн USD за період
2011–2015	200	200	200
2016–2020	300	500	300
2021–2025	350	850	350
2026–2030	350	1200	350

Вартість одного блоку оцінювалася з урахуванням монтажу та реконструкції або модернізації котлів для подовження їх

ресурсу. При розрахунку кількості турбін враховувалося, що малими турбінами оснащується приблизно 30 % котелень від їхньої прогнозованої кількості.

У котельних, що працюють на шахтах України і оснащених котлами типу ДКВР, з якими можуть працювати малі турбіни, становить:

- | | |
|------------------------------|----------------------|
| – 6,5 т/год – более 150 од.; | – 20 т/год – 30 од.; |
| – 10 т/год – около 300 од.; | – 25 т/год – 20 од. |

Якщо, у зв'язку зі закриттям шахт, у робочому стані залишиться 25 % котлів, то навіть в такому випадку на шахтних котельних можуть бути використані приблизно 70–75 турбоустановок потужністю 0,75–1 МВт, енергія яких буде використовуватися для покриття власних потреб шахт.

У харчовій промисловості знаходиться в експлуатації приблизно 400 котлів паропродуктивністю від 6,5 т/год до 16 т/год з початковим тиском 1,4 МПа, що дозволяє використовувати близько 200–250 турбоустановок потужністю до 1 МВт.

За наявними оцінками в різних галузях промисловості встановлено близько 1 500 одиниць котлів паропродуктивністю 6,5–25 т/год, що мають початковий тиск 1,4 МПа. За відповідної реконструкції енерговузла на промислових підприємствах можна встановити до 600–700 турбоустановок.

Отже, прогнозований ринок малих паротурбінних установок потужністю 0,75 – 1,5 МВт, за умов відродження підприємств і розвитку теплопостачання міст і селищ, до 2030 р. може скласти 2 100–2 200 одиниць. Вартість їхньої установки в разі проведення реконструкції енерговузлів складе 2,1–2,2 млрд USD, що істотно нижче вартості нового обладнання такої саме потужності.

Отже, впровадження малих турбін як автономного енергозберігаючого джерела електроенергії до 2030 року дозволить мати компенсаційну встановлену потужність на рівні 2 200 МВт, що складе близько 3 % від загальної встановленої потужності до 2030 року. Із загальної потреби виробництва електроенергії (на рівні 380 млрд кВт·год), згідно з базовим сценарієм енергетичної стратегії України на період до 2030 року, з урахуванням сезонного графіка вироблення тепла,

на турбінах малої потужності може бути вироблено близько 13 млрд кВт·год електроенергії у рік. Це складе – 3,5 % від загального виробництва у 2030 році і дозволить економити не менше 2 млн т у.п. у рік.

В окремих випадках виникає доцільність установки турбін малої або середньої потужності в конденсаційному варіанті. Прикладом може бути виконаний ІПМаш НАН України проект установки турбіни ПТ-12/13-34/1,0-1 потужністю 12 МВт виробництва Калузького турбінного заводу (Росія) на енерговузлі Ясіновського коксохімічного заводу (м. Макіївка). Економічна доцільність цього проекту виникла через можливість використання відносно дешевого місцевого палива (коксового газу) на існуючому парогенеруючому обладнанні заводу (див. розділ 5).

Однак здебільшого економічно виправданим є лише варіант з протитисковими турбінами. Така турбоустановка дозволяє за достатньо високим ККД отримувати електроенергію або з незначним додаванням палива (за необхідності суворо витримувати задану в технології кількість палива), або без додаткового палива при роботі на теплофікацію та регулювання температури теплоносія залежно від температури зовнішнього повітря. Як було показано вище, додаткова витрата палива на 1 кВт·год електроенергії, що виробляється, не перевищує 180 г у.п.

Як приклад розглянемо результати виконаної раніше авторами оцінки можливості встановлення малих турбін для утилізації енергії процесу дроселювання на теплоенергетичному центрі Роганського промвузла (ТЦРП) м. Харкова, на якому було встановлено три працюючі котли ДКВР-20/1,3 продуктивністю 20 т/год кожний і резервний котел ДВ-24/14ТМ, продуктивністю 25 т/год, що експлуатуються з 1971–1974 років.

Зниження тиску пари реалізувалося двома редуційними установками РУ-40, продуктивністю 40 т/год за тиску 1,3/0,6 МПа і однієї редуційною установкою РУ-4, яка обслуговує власні потреби, продуктивністю 4 т/год за тиску 1,3/0,12 МПа. Основне паливо – природний газ.

ТЦРП мало кілька споживачів пари, основний з яких – ВАТ «Пивзавод Рогань». В осінньо-зимовий період для

опалення підприємств і житлового масиву використовувалася бойлерна, яка споживає пару при тиску 0,25 МПа.

Виконані опрацювання з урахуванням сезонних і добових коливань парового навантаження показали, що на ТЦРП можна було встановити турбіну потужністю 1–1,2 МВт (рис. 4.7, а), що працює при зменшених відпуску пари споживачам на зниженому навантаженні. Ще одним можливим варіантом могла бути установка дубльблоку: 2 турбіни по 750 кВт з відключенням однієї з турбін у період зниженого парового навантаження (рис. 4.7, б).

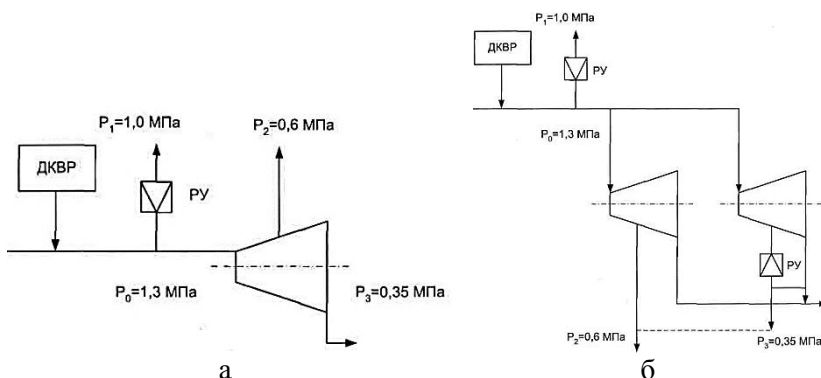


Рисунок 4.7 – Варіанти теплових схем установки парової турбіни на ТЦРП: а – одна турбіна; б – дублювання турбіни

Кількість електроенергії, що виробляється, у разі реалізації кожного із зазначених вище варіантів, повністю покриває власні потреби ТЦРП (370 кВт встановленої електричної потужності), а надлишок електроенергії можна використовувати для покриття потреб найближчих промислових підприємств.

Виконана оцінка економічної ефективності пропонуванних заходів показала, що з урахуванням експлуатаційних витрат капітальні вкладення могли окупитися за 4–4,5 роки.

Таким чином, впровадження малих турбін як автономного енергозберігаючого джерела електроенергії дозволяє забезпечити власні потреби підприємства в електричній енергії, а її надлишки реалізовувати до енергомережі.

4.7 Особливості турбоустановок та основні проектні рішення

До малих паротурбінних установок під час розроблення та експлуатації ставляться відповідні вимоги, які повинні задовольняти умовам і режимам роботи реалізованої міні-ТЕЦ.

Характеристики такої турбоустановки повинні забезпечити, за наявності діючого парогенерувального обладнання, низькі капітальні та експлуатаційні витрати і конкурентоспроможність на внутрішньому та зовнішньому ринках.

Звідси випливають основні вимоги до паротурбінної установки, що створюється:

- зміна електричної потужності в діапазоні від 0,5 до 2 і більше МВт (найбільш вживаним можна вважати 0,75 – 1,5 МВт) залежно від місця використання;

- комплектне постачання установки турбіна-генератор-електрошафи підключення до мережі (бажано щоб турбіна, генератор, маслосистема, система регулювання були змонтовані на єдиній рамі, їхня вага повинна забезпечити монтаж і обслуговування на майданчику споживача без спеціальних кранів);

- забезпечення роботи турбоустановки в автоматичному режимі за мінімальної участі обслуговуючого персоналу;

- під'єднання турбоустановки до систем котельні по пару (підведення від парового колектора котельні та відведення до колектора заданого протитиску), по воді (для маслоохолоджувача) і по току (під'єднання до електромережі котельні).

Протитиск для турбіни вибирається з ряду 0,4; 0,25; 0,12 МПа залежно від умов роботи котельні.

Перераховані умови монтажу і експлуатації турбоустановки в котельних висуваються також і до обладнання, що входить до її складу, тобто визначають її склад і конфігурацію.

Малі парові турбіни призначені підприємствам, для яких вироблення електроенергії не є основною діяльністю, і режими їх навантаження визначаються переважно запитами теплових і виробничих споживачів, що зумовлює відносну нерівномірність витрат і параметрів пари в процесі експлуатації, а, отже, і зміну графіку навантаження на турбогенератор. Тому турбіна повинна працювати в широкому діапазоні (30–110 %) по витраті свіжої пари.

Основні експлуатаційні характеристики міні ТЕЦ повинні відповідати існуючим вимогам:

- повний термін експлуатації – не менше 30 років;
- міжремонтний період роботи – 6 років;
- коефіцієнт готовності турбіни

$$K_r = \frac{T_p}{T_p + T_b} \geq 0,98 ,$$

де T_p – сумарне напрацювання часу (за період);

T_b – сумарний час відновлення турбіни (за період);

- середнє напрацювання на відмову

$$T_n = \frac{T_p}{n_{\text{відм}}} \geq 800 \text{ год} ,$$

де $n_{\text{відм}}$ – сумарне число відмов (за період).

Оскільки температура гострої пари на виході з котлів, що використовуються в промислових котельнях, здебільшого не перевищує 360 °С, то термічні напруги, що виникають у конструктивних елементах турбіни при пуску і зупинці, значно нижчі, ніж у потужних парових турбін (де температура гострої пари може сягати більше за 600 °С). Це визначає простоту конструкції турбін малої потужності, більш дозволена кількість пусків із холодного стану, невеликий час виходу на повне навантаження.

Час пуску з холодного стану для турбін малої потужності до 20 МВт може не перевищувати 50 хв, а для турбін потужністю до 5 МВт складати – 30 хв. Кількість пусків за ресурс не менше 3 800 з різних теплових станів, зокрема, не менше 100 пусків із холодного стану.

З урахуванням істотно змінного графіку навантаження малих турбін застосування одноступеневих турбін із двухвінцевим колесом Кертиса недоцільно. Такі турбіни мають низький ККД навіть на номінальних режимах зі значним його зниженням за навантажень 50 % і нижче. Тому оптимальною конструкцією є осьова багатоступенева турбіна з сопловим паророзподілом, що забезпечує великий діапазон можливих навантажень з високим ККД на часткових навантаженнях.

Під час визначення конструкції турбіни необхідно враховувати також умови встановлення обладнання в існуючому

машзалі. Для зменшення розмірів турбіни вона конструюється на підвищену кількість обертів із подальшим застосуванням понижувального редуктора. Іншим рішенням може бути використання частотного регулятора.

Отже, найефективнішим є використання на діючих підприємствах і котельнях повнокомплектних парогенерувальних установок малої потужності. Структуру подібних установок найбільш повно подано у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Структура установок малої потужності

Електрична потужність, МВт	Із протитиском типу «Р»		Із відбором і конденсацією		Конденсаційні	
	Поч. пар. 12–14 кг/см ² 190–250 °С	Поч. пар. 35 кг/см ² 435 °С	Поч. пар. 12–14 кг/см ² 190–250 °С	Поч. пар. 35 кг/см ² 435 °С	Поч. пар. 12–14 кг/см ² 190–250 °С	Поч. пар. 35 кг/см ² 435 °С
0,5–0,7	+	–	–	–	–	–
1,0–1,5	+	–	–	–	+	–
2,5–3,0	+	+	+	–	–	–
4,0–6,0	+	+	+	+	+	+
10,0–12,0	+	+	+	+	–	–

Конструкторські опрацювання турбінних установок малої потужності, виконані ПАТ «Турбоатом», показують можливість реалізації таких напрямків:

– створення традиційної (конденсаційної або з протитиском) турбіни на 3 000 об/хв для приводу генератора з дещо зниженим ККД;

– створення високооборотних турбін із приводом генератора через понижувальний редуктор;

– створення високооборотних турбін із оптимальним ККД для приводу генератора підвищеної частоти з подальшим її інвертуванням.

Останнє рішення найбільш повно відповідає сучасним вимогам щодо ефективності, проте вимагає подальшого опрацювання. Прототипи установок подібного типу на 3 000 об/хв і 8 000 об/хв з редуктором виробляються:

– Калузьким турбінним заводом – основним постачальником турбін малої потужності для суднобудування,

цукрової промисловості, автономного енерговиробництва;
 – Чеським об'єднанням «Шкода» – для цукрової, нафтохімічної та ін. галузей;
 – Санкт-Петербурзьким об'єднанням «Економайзер»;
 – Санкт-Петербурзьким ЗАТ «Енерготех» (потужністю до 1,5 МВт).

Турбоустановки різних виробників відрізняються особливостями, пов'язаними з фірмовим науковим та інженерним рівнем, технологією і традиціями.

У наведеній нижче таблиці 4.5 подано порівняння технічного рівня турбін за показниками економічності, надійності, вартості, металоємності та габаритам за допомогою критерію якості

$$K_0 = 30 \frac{h_{\text{сте}}}{h} + 28 \frac{b_e}{b} + 16 \frac{B_e}{B} + 10 \frac{m_e}{m} + 8 \frac{S_e}{S} + 8 \frac{V_e}{V},$$

де $h_{\text{ст}}$ – перепад ентальпії як показник надійності, (спочатку характеристику надійності було прийнято час пуску, однак цей показник у більшості випадків відсутній), кДж/кг;

b – питома витрата пари, кг/(кВт·год);

B – параметр, пропорційний вартості турбіни, який визначається через вартість ступені та кількості ступенів;

m – питома маса турбіни, кг/кВт;

V – питомий об'єм будівлі, м³/кВт;

S – питома площа будівлі, м/кВт.

Індексом є позначені показники турбіни аналога.

Таблиця 4.5 – Технічний рівень турбін за критерієм K_0 і середнього значення ККД η_{oi}

Тип турбіни	$h_{\text{ст}}$	b	$B \cdot 10^4$	m	S	V	K_0	η_{oi}
Р-12-3,4/0,3 ПАТ «Турбоатом»	9,77	7,70	3,00	3,00	0,8	0,8	105,4	0,842
Р-12-3,5/0,5 КТЗ	12,90	9,56	2,87	2,08	1,0	1,0	100	0,832
Р-4-3,5/0,3 КТЗ	14,00	8,90	3,13	4,10	1,02	1,02	93,49	0,797
Р-4-1,3/0,6 ПАТ «Турбоатом»	33,20	36,30	9,58	4,40	2,04	2,04	61,33	0,794
Р-4-1,3/0,6 альтер. вар.	8,30	33,90	2,35	8,6	0,7	0,7	86,44	0,808
Р-2,15-1,4/0,6 ПАТ «Турбоатом»	44,87	30,23	1,03	5,58	1,03	1,03	82,19	0,790

У табл. 4.6 подано результати порівняння ККД різних турбін.

Таблиця 4.6 – Наближена оцінка ККД турбін

Тип турбіни	Методи оцінки ККД							
	Мілана	MEI	Еквівалентного сопла	Парсонса	Траупеля	Фірми Альстом-Атлантік	Фірми Пратт і Уїті	Метод Бейлі і Коттона
Турбіна ПАТ «Турбоатом» – Р-12-3,4/0,3	0,84	0,836	0,84	0,85	0,86	0,809	0,85	0,848
Турбіна КТЗ – Р-12-3,5/0,5	0,837	0,807	0,835	0,82	0,861	0,807	0,86	0,825
Турбіна КТЗ – Р-4-3,5/0,3	0,791	0,785	0,79	0,8	0,85	0,723	0,85	0,787
Турбіна ПАТ «Турбоатом» – Р-4-1,3/0,6	0,836	0,787	0,856	–	0,86	0,632	0,8	0,791
Турбіна Р-4-1,3/0,6 альтер. вар.	0,836	0,781	0,854	0,83	0,86	0,628	0,87	0,808
Турбіна ПАТ «Турбоатом» – Р-2,15-1,4/0,6	0,83	0,772	0,845	–	0,862	0,637	0,8	0,786

Результуючий показник рівня якості з розглянутих шести турбін найвищим виявився у турбіні Р-12-3,4/0,3 ПАТ «Турбоатом», завдяки трьом показникам:

- питомої витрати пари;
- величини перепаду ентальпії на ступінь;
- середнього значення ККД, отриманого як результат усереднення розрахунків вісьмома різними методами, розробленими в різних країнах.

Отримані результати свідчать про високий технічний рівень створеної у ПАТ «Турбоатом» протитисковими турбіни малої потужності Р-12-3,4/0,3, а проведені техніко-комерційні оцінки демонструють можливість створення в Україні вискоєфективних установок, конкурентоспроможних за питомими вартісними показниками.

4.8 Методика реалізації когенераційних технологій

Україна має металургійну, хімічну, цементну, будівельних матеріалів та інші галузі промисловості. Більшість із них охоплюють низько-, середньо- і високо температурні технологічні процеси, теплова енергія після яких скидається до атмосфери і безповоротно втрачається [40]. Утилізація скидної теплоти з метою вироблення електроенергії шляхом установки турбін малої потужності на водяній парі та НРТ дозволяє виробляти електроенергію на власні потреби підприємств, знизивши енерговитрати і собівартість основної продукції.

Як вже зазначалося, реалізуючи когенераційні системи, необхідно пам'ятати, що кожен проект вимагає індивідуального підходу. Це пов'язане з зовнішніми (ціни на паливо, надійність постачання, тарифи мереж) та внутрішніми (профіль споживання тепла і електроенергії, пікові навантаження, необхідний рівень надійності та якості енергопостачання) факторами. Для отримання високої ефективності впровадження когенерації, крім встановлення сучасного обладнання, необхідно провести аналіз об'єкта, виробити і реалізувати заходи щодо підвищення його енергетичної ефективності в цілому (спільно з новим та вже існуючим обладнанням). Поєднання оцінки економічної складової проекту з ретельним контролем його виконання дозволять реалізувати рішення, забезпечить конкурентні переваги на ринку сучасних енерготехнологій. Виконані оцінки показали, що утилізація ВЕР в промисловості України при застосуванні турбін на НРТ дозволяє отримати додатково ~200 МВт електричної потужності. У той же час питанням розробки, виробництва і впровадження турбін малої потужності на водяній парі та НРТ в Україні поки що приділяється недостатньо уваги. Випуск у країні турбін малої потужності ймовірно дозволить зменшити їхню вартість, тим самим підвищити економічну привабливість відповідних енергоощадних проектів.

Малі електростанції, що створюються на базі існуючих промислових та опалювальних котелень, мають змінні парові навантаження, сформований рівень експлуатації теплогенеруючого та теплоспоживаючого обладнання. При

переведенні на комбіновану схему виробництва теплової та електричної енергії для ведення теплоенергетичних процесів потрібні критерії оптимізації, відмінні від прийнятих при будівництві котельні для кожного конкретного замовника. Разом із тим можна визначити деякі загальні стадії цієї технології:

- енерготехнологічне обстеження об'єкта замовника, оцінка існуючого положення, прогнозування змін виробництва і споживання енергоресурсів;

- оптимізація існуючих теплових потоків і параметрів теплоносіїв у споживачів теплоенергії;

- оптимізація балансу споживання і виробництва теплової та електричної енергії, вибір кількості та типів електрогенеруючих установок;

- розроблення схеми прив'язки електрогенерувального обладнання до теплової і електричної схемами замовника;

- оцінка капітальних витрат на впровадження електрогенерувальних установок і термінів окупності;

- оптимізація режимів експлуатації теплоелектрогенерувального обладнання, а також режимів теплоелектроспоживання після впровадження енергокомплексу.

Розроблення методики вибору робочих тіл і теплових схем замкнених паротурбінних циклів залежно від потенціалу скидної теплоти технологічних процесів для вироблення електричної енергії є важливим за підвищення енергоефективності технологічних процесів підприємств. Така методика дозволить визначити витратні та параметричні характеристики основних потоків теплоти, обрати на підставі цих характеристик основне і допоміжне обладнання, потужність і геометрію складових елементів теплової схеми залежно від потенціалу теплового джерела та режиму його роботи.

Для виконання розрахунку теплової схеми складається принципова розрахункова схема, яка містить:

- аналіз режимів роботи технологічного процесу, що використовує паливо;

- оцінку теплової потужності вторинних енергетичних ресурсів;

- оцінку впливу реалізації енергетичних установок на зміну роботи основного технологічного процесу;
- визначення потенційних споживачів теплоти малого потенціалу (тепло- і холодопостачання) та електричної енергії;
- вибір робочого тіла залежно від параметрів джерела теплоти;
- підбір структури теплової схеми стосовно існуючої технологічної схеми і потреб підприємства;
- розрахунок складових елементів теплової схеми (основного і допоміжного обладнання) та вибір його з наявного на ринку, або проектування нового;
- упровадження необхідних технічних рішень для корисного використання ВЕР і недопущення зміни режимів роботи основного технологічного процесу;
- пошук раціональних режимів експлуатації для забезпечення максимальної потужності установки;
- проведення оцінки економічної доцільності проведення енергоощадних заходів на основі реалізації паротурбінних циклів на низькокиплячих робочих тілах.

Значно на режим роботи підприємства впливають сезонні зміни температури зовнішнього повітря. У зв'язку з цим необхідно розглядати характерні режими, кожному з яких відповідають певні значення температури навколишнього середовища, з ними пов'язані навантаження сезонного забезпечення комунальної енергетики тепловою енергією об'єктів на гаряче водопостачання, вентиляцію та опалення. Для України сезонний розподіл навантажень можливий у такий спосіб:

- перший режим відповідає максимальній зимовій потужності, розрахунковій зовнішній мінімальній температурі повітря для відповідного регіону при проектуванні опалення. Такий режим необхідний для перевірки забезпечення основним обладнанням піку теплових навантажень і оцінки потужності електричного обладнання. Однак насправді тривалість такого періоду не значна, і не впливає на вибір теплової схеми та термін її окупності;
- другий режим відповідає середній температурі найхолоднішого місяця. Цей режим повинен забезпечити

максимально тривалу видачу тепла для технології, середню за найбільш холодний місяць видачу тепла на опалення і середньогодинне навантаження гарячого водопостачання, за якого необхідно забезпечити електропостачання елементів технологічної схеми. За цього режиму технологічний процес працює також не тривалий проміжок часу;

– третій режим становить середньозимовий, який відповідає середній температурі за опалювальний період (тривалість для регіонів України в середньому становить 6 місяців). Загалом, режим необхідний для розрахунку середньорічних техніко-економічних показників і вибору раціонального режиму роботи основного устаткування. У зв'язку з тим, що тривалість такого періоду становить значний період часу, при ньому необхідно проводити розрахунки для оцінки потужності електричного обладнання, що знаходиться в роботі;

– четвертим режимом є середньолітній, що характеризується відсутністю теплових навантажень опалення та вентиляції, за наявності гарячого водопостачання (тривалість для регіонів України становить 5–6 місяців). Необхідний для розрахунку середньорічних техніко-економічних показників і вибору раціонального режиму роботи основного устаткування в літній період. Тривалість цього періоду становить значний період часу. У зв'язку з цим необхідно проводити розрахунки для оцінки потужності електричного обладнання, що знаходиться в роботі;

– п'ятий режим, за якого об'єкт перебуває в ремонті (орієнтовна тривалість становить один місяць). За цього режиму й споживання електричної енергії не значне, електропостачання здійснюється від зовнішнього джерела. Такий режим здебільшого не вимагає розгляду;

– шостий режим, що розглядається як вироблення електроенергії на покриття власних потреб і реалізація надлишку зовнішнім споживачам, є можливим за будь-якого з наведених вище режимів.

Теплові навантаження технологічних споживачів промислових підприємств мало залежать від значень температури навколишнього середовища. Тому прив'язка зазначених навантажень до режимів, що визначаються

температурою зовнішнього повітря, є відносно умовною. Із цього випливає, що величина теплових викидів є величиною постійною і мало залежить від пори року. Особливістю технологічних процесів промислових підприємств, на відміну від об'єктів комунальної енергетики, є наявність ВЕР різного потенціалу, що також необхідно брати до уваги (змішання, розгляд індивідуально кожного з потоків і т. д.) і розглядати весь комплекс у цілому.

Розрахунок теплових схем необхідно виконувати послідовно для кожного режиму на підставі зведених таблиць теплових навантажень і споживання електроенергії, з урахуванням особливостей наявного і пропонованого обладнання. У наступних розділах будуть подані у як приклади розрахунки теплових схем для деяких об'єктів у технологічних процесах, у яких є скидна енергія достатнього обсягу для реалізації замкнених паротурбінних циклів на різних робочих тілах.

За результатами наведених вище досліджень можливості підвищення ефективності для найбільш типових енергоджерел об'єктів малої енергетики розглянуто у наступних розділах монографії.

ЧАСТИНА II ІНТЕГРАЦІЯ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ В ОБ'ЄКТИ ПРОМИСЛОВОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

5 УПРОВАДЖЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЇ В ЕНЕРГОКОМПЛЕКСІ КОКСОХІМІЧНОГО ЗАВОДУ

5.1 Енергокомплекс коксохімічного заводу. Вибір та обґрунтування проєкту підвищення енергоефективності

Тенденція збільшення цін на енергоносії, і передусім на електроенергію, спричиняє для підприємств необхідність посилити роботи із самозабезпечення електроенергією. Перехід на автономні джерела з максимальним використанням місцевих паливно-енергетичних ресурсів є одним із основних напрямків національної енергетичної стратегії України [90].

Особливо актуальна ця проблема для ТЕЦ коксохімічних підприємств, на яких як основне паливо для виробництва технологічної пари та електроенергії використовується відносно дешевий газ коксових батарей. Часто структура енерговузла ТЕЦ коксохімічних заводів (КХЗ), особливо побудованих 40–50 років тому і зазвичай, що зазнали змін потужностей хімічних виробництв, така, що отримана пара не може бути повністю використана у технологічному процесі. У результаті обмежується електрична генерація і підприємство змушене додатково купувати відсутню електроенергію [91].

Розглянемо на прикладі енергокомплексу ВАТ «Ясинівський КХЗ» можливості реконструкції діючої ТЕЦ шляхом установлення додаткової генеруючої потужності. Мета цього дослідження – провести аналіз ефективності такої реконструкції за повного самозабезпечення електроенергією, мінімізації інвестицій та найбільш швидкої окупності вкладених коштів. ВАТ «Ясинівський КХЗ» – символ епохи післявоєнного будівництва переживає період оновлення. У 1999–2007 рр. введені в експлуатацію нові коксові батареї № 1, № 5 і № 6 сумарною продуктивністю ~130 тис. т доменного коксу у місяць.

Для забезпечення парової технологічних потреб заводу та виробництва електроенергії на ТЕЦ ВАТ «Ясинівський КХЗ» у 50-х роках минулого сторіччя встановлено дві турбіни з протитиском АР-6-6 (АР-6) [85] виробництва ВАТ «Калужський турбінний завод» (КТЗ). У 2006 р. ТЕЦ було розширено завдяки встановленню парової турбіни ПТ-12 також виробництва ВАТ «КТЗ». Принципова теплова схема ТЕЦ після розширення подано на рисунку 5.1.

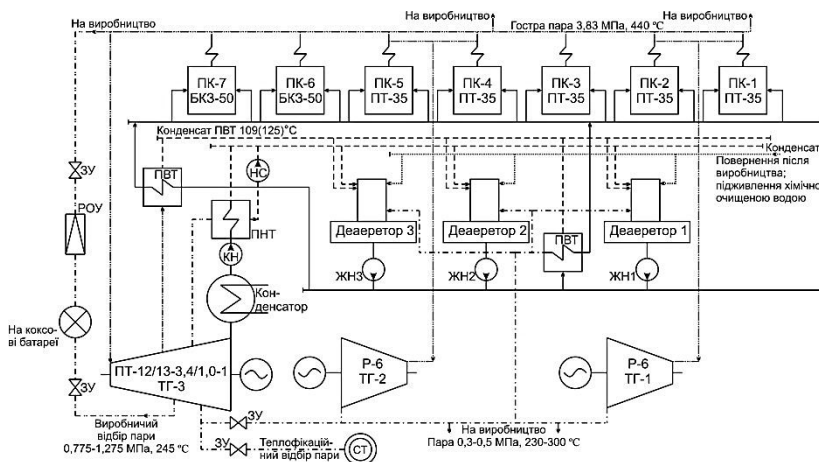


Рисунок 5.1 – Принципова тепла схема ТЕЦ
ВАТ «Ясинівський КХЗ» після розширення

Останні роки до розширення енерговузла турбіни працювали на режимі частковій (до 50–60 %) витрати свіжої пари або в роботі була одна з них, що пов'язано зі зміною структури споживання пари цехами заводу. Усе це не дозволяло збільшити

частку виробництва власної електроенергії вище $\sim 35\text{--}37\%$. Баланс коксового газу, виробництва і використання пари та електроенергії на ВАТ «Ясинівський КХЗ» подано на рисунку 5.2. У 2005 р. завод щомісяця споживав до 6 213 тис. кВт·год. електроенергії зі сторони, купуючи її у ТОВ «Сервіс-Інвест», м. Донецьк, за ціною 0,145–0,2013 грн/(кВт·год) (див. рисунок 5.2, д, е).

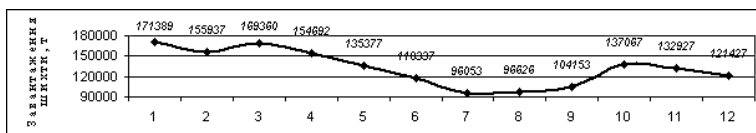
Було виконано аналіз можливості збільшення виробництва власної електроенергії на ТЕЦ ВАТ «Ясинівський КХЗ», у обсягах необхідних для забезпечення технологічних потреб [92].

1. Баланс палива. При розрахунку техніко-економічних показників енергоустановки основною видатковою складовою є вартість палива. Обсяги місячного виробництва коксового газу й кількості його, яка спалювалася на ТЕЦ у 2005 році, виходячи зі встановлених обсягів виробництва коксу, подано на рисунку 5.2, б, в.

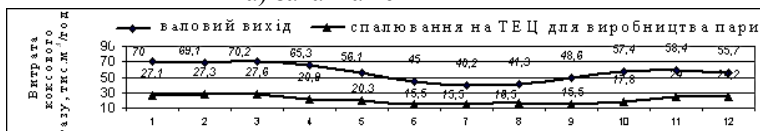
За даними заводу (див. рисунок 5.2) у 2005 р. на ТЕЦ використовувалося 37 % вироблюваного коксового газу. Решта йшла на обігрівання коксових батарей та інші технологічні потреби.

Виробництво пари для генерації електроенергії новим турбогенератором може забезпечуватися як шляхом спалювання коксового газу, так і суміші коксового газу й твердого палива (промпродукту) (див. рисунок 5.2, б, в). Теплотворні здатності коксового газу і промпродукту та їх вартості подано у таблиці 5.1.

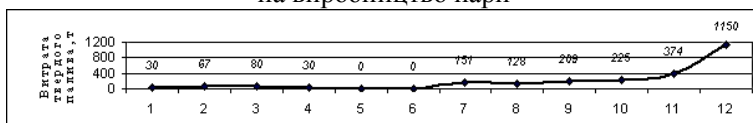
2. Баланс по потоках пари. Згідно з тепловою схемою (рисунк 5.1) на ВАТ «Ясинівський КХЗ» є дві основні групи споживачів технологічної пари: споживачі пари високого тиску (3,83 МПа) та споживачі пари низького тиску (0,3 – 0,5 МПа), що відбирається за турбіною АР-6. За даними 2005 р. (рисунк 5.2, г) споживання пари високого тиску взимку доходить до 60 т/год, улітку знижується до 40 т/год; споживання пари низького тиску взимку доходить до 90 т/год, улітку до 39–42 т/год.



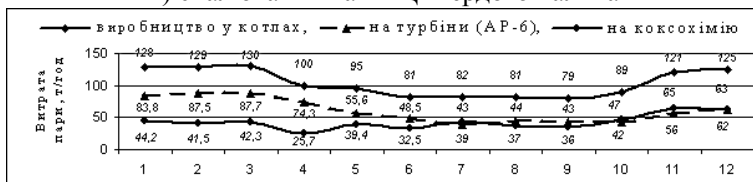
а) завантаження шихти



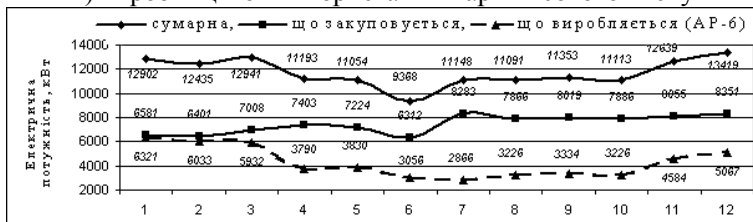
б) валовий вихід коксового газу і використання його на виробництво пари



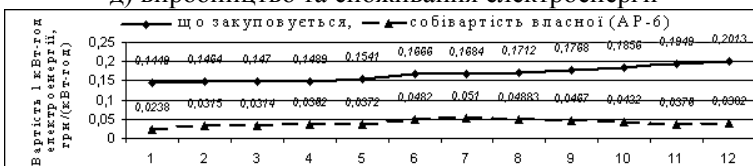
в) спалювання на ТЕЦ твердого палива



г) виробництво і використання пари високого тиску



д) виробництво та споживання електроенергії



е) вартість електроенергії

Рисунок 5.2 – Баланс коксового газу, виробництва, споживання пари та використання електроенергії на ВАТ «Ясинівський КХЗ» у 2005 р.

3. *Баланс електроенергії.* Сумарна встановлена електрогенерувальна потужність турбін АР-6 на ВАТ «Ясинівський КХЗ» становить 12 МВт. Фактична використовувана електрична потужність у 2005 р. (рисунок 5.2, д) становила залежно від сезону 2,8–6,3 МВт. Низьке виробництво електроенергії на ТЕЦ у квітні – жовтні пояснюється неможливістю використання пари вихлопу турбін АР-6 (0,3–0,5 МПа) під час роботи на повному навантаженні. Надлишок пари в літню пору досягав 50–70 т/год.

Таблиця 5.1 – Вартість 1 ГДж теплоти за використання коксового газу та промпродукту у 2006 р.

Найменування	Коксовий газ	Промпродукт
Середня нижча робоча теплотворна здатність палива, кДж/м ³ або кДж/кг	16760	18315
Собівартість палива за 1 000 м ³ або 1 т, грн	45	55
Вартість 1 ГДж теплоти (без ПДВ), грн/ГДж	2,83	3,00

Аналіз техніко-економічних показників роботи ВАТ «Ясинівський КХЗ» у 2005 р. дав можливість визначити недолік електричної потужності у розмірі 8,5 МВт узимку та 8,3 МВт – улітку. Отже, сума реальної середньої потужності, що генерується турбінами ТЕЦ і потребує, а також недостатньої (що купується) становить ~13,5 МВт.

5.2 Техніко-економічне обґрунтування розширення енергокомплексу заводу

Техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) доцільності встановлення на ТЕЦ ВАТ «Ясинівський КХЗ» електрогенерувальних потужностей, достатніх для забезпечення виробничих потреб заводу власною електроенергією, виходячи з наявних обсягів коксового газу, можливостей котлів із виробництва гострої пари і обсягів споживання виробництвом технологічної пари, було проведено ІПМаш НАН України [93].

Було обрано загальну теплову схему, склад енергетичних

установок та виконано попередню оцінку техніко-економічних характеристик основного обладнання для різних варіантів розширення ТЕЦ. Найбільш прийнятними з них виявились такі варіанти:

- установлення конденсаційної турбіни з тиском пари на вході 3,43 МПа і температурою 435 °С;
- установлення конденсаційної турбіни «м'ятої пари» із тиском пари на вході 0,5 МПа і температурою 235 °С;
- установлення енергетичної ГТУ.

Дослідження ринку конденсаційних турбін в Україні та країнах СНД на відповідні параметри пари потужністю 6–12 МВт з регульованими відборами на виробничі потреби з тиском пари 1,27–0,5 МПа, дозволило зробити відбір трьох перспективних варіантів реконструкції ТЕЦ БАТ «Ясинівський КХЗ» для подальшого аналізу [94].

Це турбіни «Калужького турбінного заводу»: П-6-3,4/1,0 – 1 регульований виробничий відбір і 1 теплофікаційний відбір; ПТ-12/13-3,4/1,0-1 (ПТ-12) – 2 регульованих відбори (виробничий та теплофікаційний); турбіна «м'ятої пари» К-7,5 індивідуального виготовлення [95]. Варіанти схем включення додаткових турбін під час розширення ТЕЦ БАТ «Ясинівський КХЗ» подано на рисунку 5.3.

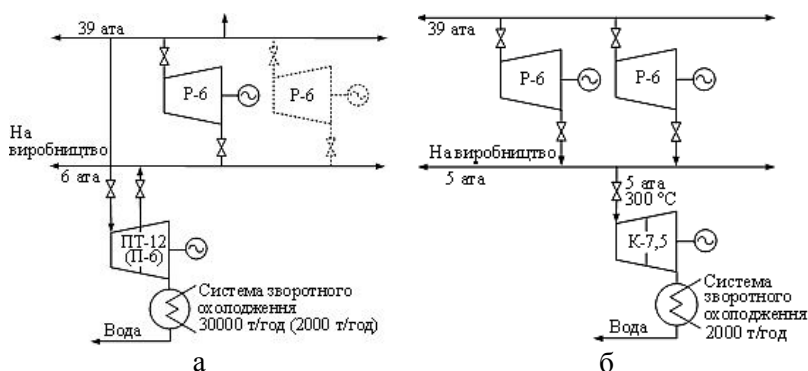


Рисунок 5.3 – Варіанти схем включення додаткових конденсаційних турбін під час розширення ТЕЦ БАТ «Ясинівський КХЗ»: а – ПТ-12/13 3,4/1,0-1 або П-6-3,4/1,0; б – турбіни «м'ятої пари» К-7,5

Результати оцінки обсягів інвестицій, собівартість електроенергії та термінів окупності розглянутих варіантів наведено у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Основні економічні показники варіантів розширення ТЕЦ ВАТ «Ясинівський КХЗ» з установкою парових конденсаційних турбін малої потужності [93] (тариф електроенергії, що закуповується без ПДВ – 12,8 коп/(Вт·год))

Тип парової конденсаційної турбіни	Об'єм інвестицій*, тис. грн	Собівартість електроенергії, грн/(кВт·год)	Термін окупності, міс.
П-6-3,4/1,0	11 101	0,0463	34
ПТ-12-3,4/1,0-1	12 824	0,0554	28
К-7,5 («мятої пари»)	11 219	0,0550	24

* Тариф електроенергії, що закуповується і вартість палива приймалися за цінами 2003 року.

Розрахунок вартості 1 кВт·год електроенергії для різних варіантів реконструкції виконано за спрощеною схемою (без урахування пусків-зупинок і холостого ходу) з урахуванням основних витратних складових по навантаженню (відповідно: 43,9 т/год та 49,8 т/год – відбори пари високого і низького тиску).

Різниця в собівартості електроенергії визначається співвідношенням вартостей палива (коксівий газ або промпродукт у разі, коли не вистачає коксового газу), а також співвідношенням витрат на виробництво електроенергії і теплоти для покриття виробничих потреб.

Незважаючи на кращі економічні показники турбіни К-7,5, перевага була віддана варіанту установки серійної турбіни ПТ-12. Ця турбіна виробництва ВАТ «КТЗ» (АТ «Силові машини», РФ) працює з параметрами пари на вході: тиск – 3,43 МПа, температура – 435 °С, має два регульовані відбори пари: виробничий відбір із тиском пари 0,8 – 1,3 МПа і теплофікаційний з тиском пари 0,07 – 0,25 МПа [96]. Турбіна приводить у діб генератор Т-12-2-УЗ виробництва ВАТ «Привід» (м. Лисьва, РФ), його електрична потужність на

номінальному режимі складає 12 МВт [96]. Зворотна система водопостачання реалізується на базі випарної градирні баштового типу з витратою по охолоджуючій воді – 3200 м³/год.

Пуск турбогенератора Т-12-2-УЗ забезпечує виробництво необхідного обсягу електроенергії, дозволяє використовувати надлишки коксового газу для виробництва електроенергії та враховує перспективи зростання обсягів енергоспоживання заводу, дозволяє мати в резерві одну турбіну АР-6. Очікувана окупність проекту – 2,5 року.

Варіант ГТУ не розглядався через складнощі з організації сіркоочистки коксового газу а також її малого ресурсу – 120 тис. год.

Реалізація проекту розширення ТЕЦ коксохімічного заводу. Організація, етапи і ведення будівельно-монтажних робіт детально розглянуто у монографії [40].

Розглянемо основні підсумки реалізації проекту розширення ТЕЦ ВАТ «Ясинівський КХЗ» з установкою турбіни ПТ-12, порівняння прогнозованих по ТЕО і реальних техніко-економічних показників реалізації проекту з урахуванням зміни цін на електроенергію та паливо [97, 98].

Вартість реалізації проекту. У процесі підготовки завдання на проектування фахівцями ВАТ «Ясинівський КХЗ» було запропоновано реалізувати низку нових технічних рішень, направлених на підвищення якості та надійності енергозабезпечення заводу:

- установлення градирні баштового типу продуктивністю 3 200 т/год води замість передбачуваних по ТЕО трьох вентиляційних градирень продуктивністю по 1 000 т/год води;

- будівництво маслогосподарства ТЕЦ для очищення, регенерації та зберігання відпрацьованого у турбоустановці масла;

- будівництво паропроводу з тиском 1,27 МПа завдовжки 1 200 м для подачі пари у цех ректифікації з метою заміни процесу дроселювання пари в редукційно-охолоджувальній установці (РОУ) з 3,4 до 1,0 МПа розширенням пари в турбіні ПТ-12;

– прокладання нової силової кабельної лінії 6,3 кВ від ТЕЦ до центральної розподільної підстанції та підстанції № 9, модернізація системи захисту трансформаторів.

Сума інвестицій на реалізацію проекту розширення ТЕЦ БАТ «Ясинівський КХЗ» склала ~32 млн грн.

Розрахунок вартості електроенергії та строку окупності проекту. Вартість електроенергії після розширення ТЕЦ БАТ «Ясинівський КХЗ» з установкою турбіни ПТ-12 визначалася за спрощеною схемою (не враховувалися: вплив зміни собівартості виробленої пари на вартість коксового газу, пуски-зупини турбін й ін.). Коефіцієнт ефективності додаткових капітальних вкладень E_n або зворотна йому величина – нормативний термін окупності $\tau_n = 1/E_n$ прийняті $E_n = 0,15$; $\tau_n = 6,7$ року відповідно до рекомендацій [99–101] для об’єктів нової техніки в енергетиці. Розрахунок річного економічного ефекту від розширення $C_{рік}$ (таблиця 5.3) базується на різній вартості електроенергії, що виробляється на ТЕЦ БАТ «Ясинівський КХЗ» і купується у ТОВ «Сервіс-Інвест».

Таблиця 5.3 – Розрахунок річного економічного ефекту й терміну окупності розширення ТЕЦ БАТ «Ясинівський КХЗ» після пуску до експлуатації комплексу турбіни ПТ-12/13-3,4/1,0-1

Назва параметру	Познач.	Величина	
		Зимовий період	Літній період
1	2	3	4
Тариф електроенергії, що закуповується без ПДВ, грн/(кВт·год)	$C_{кВт \cdot Д}$	0,2173	
Середня електрична потужність, що виробляється турбіною АР-6, МВт	$N_{е \text{ АР-6}}$	6	4
Середньомісячне виробництво електроенергії турбінами АР-6, кВт·год		4 380	2 920
Собівартість 1 кВт·год електроенергії, що виробляється ТЕЦ до розширення (турбіни АР-6), грн/(кВт·год)	$C_{кВт \cdot ТЕЦ \ 0}$	0,0403	
Середня електрична потужність, що виробляється турбіною ПТ-12, МВт	$N_{е \text{ ПТ-12}}$	12,5	12,5
Середня сумарна електрична потужність, що виробляється ТЕЦ, МВт	$N_{е \text{ ТЕЦ}}$	18,5	16,5

Продовження таблиці 5.3

1	2	3	4
Споживана на заводі електрична потужність, МВт	$N_{e\Sigma}$	12,5	11,5
Надлишки електричної потужності, МВт	$N_H = N_{e\text{ ТЕЦ}} - N_{e\Sigma}$	6	5
Середня собівартість 1 кВт·год електроенергії, що виробляється на ТЕЦ, грн/(кВт·год)	$c_{\text{кВт ТЕЦ}}$	0,07429	0,09802
Виробництво електроенергії турбіною ПТ-12 за 6-ти місячний період, тис. кВт·год	$6A_{e\text{ ПТ-12}}$	54 750	54 750
Виробництво електроенергії турбіною АР-6 за 6 місячний період, тис. кВт·год	$6A_{e\text{ АР-6}}$	26 280	17 520
Сумарне виробництво електроенергії на ТЕЦ за 6 місячний період, тис. кВт·год	$6A_{e\text{ ПТ-12}} + 6A_{e\text{ АР-6}}$	81 130	72 270
Витрати на спожиту заводом електроенергію за 6 місячний період до розширення, тис. грн	$C_{e\text{ до-6}}$	7 245,6	7 844,4
Витрати на спожиту заводом електроенергію за 6 місячний період після розширення (ПТ-12), тис. грн	$C_{e\text{ після-6}}$	4 067,4	4 937,3
Собівартість транспорту на сторону надлишку електроенергії, грн/(кВт·год)	$c_{\text{Тр е}}$	0,1323	
Витрати на транзит електроенергії за 6 місячний період, тис. грн	$3_{\text{Тр е-6}}$	571,1	475,9
Економія на заводі від самозабезпечення електроенергією, тис. грн	$C_E\text{ ЯКХЗ}$	3 178,2	2 907,1
Економія від продажу надлишку електроенергії за 6 місячний період, тис. грн	$C_{\text{Пр е}}$	1 662,7	1 385,6
Прибуток за 6 місячний (річний або зимовий) період, тис. грн	$C_6 = C_E\text{ ЯКХЗ} + C_{\text{Пр е}}$	4 840,0	4 292,7
Річна економія (прибуток), тис. грн/рік	$C_{\text{рік}} = C_{\text{зима}} + C_{\text{літо}}$	9133,7	
Капітальні на розширення ТЕЦ без ПДВ, тис. грн	I_Σ	26 603	
Термін окупності, рік	$I_\Sigma / C_{\text{рік}}$	~3,0	

Виконувався він з використанням залежності $C_{\text{рік}} = C_{\text{е до}} - C_{\text{е після}}$, де $C_{\text{е до}}$, $C_{\text{е після}}$ річні витрати на електроенергію до і після розширення ТЕЦ, які визначаються так:

$$C_{\text{е до}} = 12 A_{\text{е АР-6}} c_{\text{кВт ТЕЦ 0}} + 12 (A_{\text{е } \Sigma} - A_{\text{е АР-6}}) c_{\text{кВт}},$$

$$C_{\text{е після}} = 12 A_{\text{е ТЕЦ}} c_{\text{кВт ТЕЦ}} + 12 (A_{\text{е } \Sigma} - A_{\text{е ТЕЦ}}) c_{\text{кВт}},$$

де $c_{\text{кВт}} = 0,21$ грн/кВт·год – тариф на покупну електроенергію без ПДВ (червень 2006 р.); $c_{\text{кВт ТЕЦ 0}}$ та $c_{\text{кВт ТЕЦ}}$ – собівартість 1 кВт·год електроенергії, що виробляється на ТЕЦ до та після розширення, $A_{\text{е ТЕЦ}} = A_{\text{е АР-6}} + A_{\text{е ПТ-12}}$ – середньомісячний обсяг вироблення електроенергії на ТЕЦ і турбінами АР-6 і ПТ-12, відповідно, $A_{\text{е } \Sigma}$ – середньомісячний обсяг електроенергії споживаної на заводі.

Результати розрахунку річного економічного ефекту, терміну окупності розширення ТЕЦ ВАТ «Ясинівський КХЗ» після пуску в експлуатацію комплексу турбіни ПТ-12 з урахуванням літнього і зимового навантаження, собівартості транспорту надлишків електроенергії стороннім споживачам продано в таблиці 5.3 (вихідну інформацію про вартість енергоносіїв див. таблицю 5.1).

Розрахунок техніко-економічних показників розширення ТЕЦ (див. таблицю 5.3) виконаний з урахуванням різного навантаження ТЕЦ у зимовий та літній періоди, а також витрат на транзит надлишків електроенергії (витрат цеху мереж) зовнішнім споживачам за максимального виробництва електричної енергії (режим перспективний після пуску в експлуатацію котла № 7 продуктивністю 35 т/год пари).

За даними таблиці 5.3 термін окупності проекту розширення ТЕЦ ВАТ «Ясинівський КХЗ» порівняно з результатами ТЕО (див. таблицю 5.2) за повного забезпечення власною електроенергією збільшився з 2,5 років до 3 років.

5.3 Розрахункові дослідження теплової схеми ТЕЦ

Важливою складовою впровадження когенераційних рішень є оптимізація теплових схем після їхньої реалізації. Розширення ТЕЦ на заводі мало наслідки технологічних і організаційних змін, пов'язаних із бажанням отримати додаткову інформацію

про технічні можливості енергокомплексу заводу. Із цим пов'язана необхідність проведення досліджень теплової схеми ТЕЦ з урахуванням теплофікаційної турбіни ПТ-12, а саме впливу частки повернення конденсату на виробництво електроенергії, визначення перспективних режимів роботи, можливості використання теплофікаційного відбору турбіни для відпуску низькопотенційної пари [100].

Виконано відповідні науково-технічні розробки показали, що:

- після пуску в експлуатацію комплексу турбіни ПТ-12 потреби коксохімічного заводу в електроенергії будуть забезпечені повною мірою;

- перспективною з погляду енергозбереження є відпуск із ТЕЦ мережної води на опалення заводського мікрорайону;

- на базі формалізованого опису енергоустановки і процедур синтезу інформаційних моделей ІПМаш НАН України розроблено програмний комплекс для моделювання режимів ТЕЦ із вирішенням завдань оптимізації [97, 98].

Програмний комплекс може бути легко адаптований під умови конкретної ТЕЦ, бути ефективним інструментом персоналу станції під час аналізу та вибору (оптимізації) експлуатаційних режимів. Математична модель енергоустановки забезпечує вирішення завдань з високою (на рівні проектних розрахунків турбобудівних заводів) точністю. Застосування програмного комплексу може давати відчутний економічний ефект [85, 100].

У ході експлуатації навантаження на турбінне обладнання у разі забезпечення в заданих обсягах теплотою (паром, водою) і електроенергією всіх споживачів може розподілятися в різний спосіб, виходячи з обраного критерію. За таких критерії використовуються: максимальний обсяг електроенергії, що виробляється, мінімальна питома витрата палива, мінімальні приведені витрати.

Оскільки термін окупності проекту безпосередньо залежить від обсягу електроенергії, що виробляється, доцільно розглядати режими завантаження турбін на ТЕЦ ВАТ «Ясинівський КХЗ», керуючись першим критерієм максимального допустимого електричного навантаження на генератор – 13,2 МВт [96].

Аналіз теплової схеми енергоустановки проведено з використанням програмного комплексу для моделювання режимів ТЕЦ [92, 94, 102].

Було розглянуто три базових варіанти роботи енергообладнання ТЕЦ з урахуванням літнього та зимового режимів. Для всіх варіантів роботи ТЕЦ передбачено функціонування як турбін АР-6, так і турбіни ПТ-12 [93].

Результати розрахункових досліджень. Виконано верифікацію математичної моделі енергокомплексу шляхом порівняння розрахункових характеристик і даних для турбіни ПТ-12, згідно з інструкцією «Діаграма режимів та поправочні криві», складеною на основі заводських випробувань.

Порівняльний аналіз виробництва електричної енергії за діаграмою режимів і результатів математичного моделювання за умови, що $P_0 = 3,43$ МПа, $t_0 = 435$ °С, $P_n = 0,98$ МПа, $t_k = 30$ °С наведено у таблиці 5.4 та рисунку 5.4, де використані такі позначення: G_0 – витрата пара на турбіну; N_d – потужність турбіни за діаграмою режимів; N_m – потужність турбіни за математичною моделлю.

Таблиця 5.4 – Порівняння потужності за діаграмою режимів та математичною моделлю

G_0 , т/год	N_d , кВт	N_m , кВт
70	5280	5340
80	6980	7030
90	8710	8760
100	10440	10400
110	12150	12160

Порівнюючи діаграму режимів і результати моделювання з виробництва електричної енергії, можна дійти таких висновків:

– різниця значень потужності турбіни між діаграмою режимів і результатами моделювання в середньому становить 0,5 %;

– розрахункові значення потужності відрізняються від діаграмних у кожній точці не більше ніж на 60 кВт, що задовольняє необхідній точності моделювання.

Було проведено порівняння зміни величини регенеративного відбору на ПНТ від витрати пари на конденсаційних режимах (у номінальному режимі роботи 56,2 т/год), за умови, що $P_0 = 3,43$ МПа, $t_0 = 435$ °С, $t_k = 30$ °С (таблиця 5.5 та рисунок 5.5).

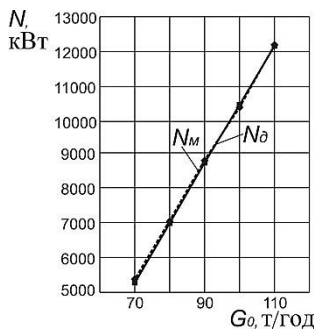


Рисунок 5.4 – Зміна потужності в залежності від витрати пари на турбіну

Таблиця 5.5 – Порівняння витрати пари на ПНТ за діаграмою режимів і математичною моделлю

G_0 , т/год	$G_{пнт д}$, т/год	$G_{пнт м}$, т/год
10	0,25	0,24
20	0,73	0,75
30	1,7	1,79
40	2,5	2,62
50	3,42	3,37
60	4,2	4,3

У таблиці 5.5 використані такі позначення:

G_0 – витрата пари на турбіну;

$G_{пнт д}$ – витрата пара на ПНТ за діаграмою режимів;

$G_{пнт м}$ – витрата пара на ПНТ за математичною моделлю.

Зіставляючи діаграму режимів і результати математичного моделювання було зроблено такі висновки:

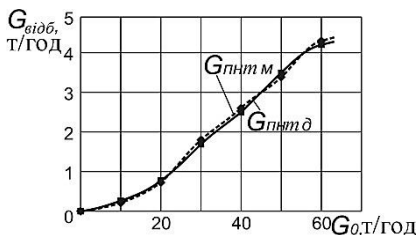


Рисунок 5.5 – Зміна величини регенеративного відбору від витрати пари на конденсаційних режимах

– різниця значень між діаграмою режимів і результатами моделювання в середньому становить 3,0 %;

– розрахункові значення відрізняються від діаграми у кожній точці не більше, ніж на 0,12 т/год, що задовольняє необхідної точності моделювання.

Результати верифікації показали, що розрахунки, проведені за допомогою математичної моделі, підтверджуються заводськими випробуваннями. Отже, математична модель добре описує реальний процес в енергетичній установці.

Перспективні режими роботи конденсаційної турбіни ПТ-12 [93]. Було виконано розрахункове дослідження низки перспективних режимів роботи енерговузла ВАТ «Ясинівський КХЗ» після введення в експлуатацію турбіни ПТ-12. Результати цього дослідження подано у таблиці 5.6.

Розглядалося два основні варіанти роботи турбіни з урахуванням літнього та зимового режимів. Перший варіант – робота турбіни ПТ-12 при виробничому навантаженні ВАТ «Ясинівський КХЗ» 2005 року, другий (перспективний) – при збільшенні відпуску споживачам середньо-потенційної пари до 50 т/год.

Аналізуючи результати розрахунків, подано у таблиці 5.6, відзначимо:

– більша витрата пари на літньому режимі для виробництва тієї самої електричної потужності (див. $G_{0\text{ПТ}}$) пояснюється тим фактом, що вакуум улітку гірше, ніж взимку;

– $G_T = 0$ т/год, оскільки за проектом [93] теплофікаційний відбір у цьому випадку не використовується.

Використання теплофікаційного відбору турбіни ПТ-12 для відпущення було розглянуто в подальшому.

Таким чином, важливою частиною досліджень є аналіз режимів роботи теплових схем енергоустановок (ТСЕ), вибір оптимальних режимів роботи їх обладнання, зокрема парових турбін. Застосування математичних моделей до розрахунку конкретної теплової схеми ТЕЦ ВАТ «Ясинівський КХЗ» дозволило збільшити виробництво власної електроенергії на ТЕЦ завдяки введенню до експлуатації парової конденсаційної турбіни ПТ-12 потужністю 12 МВт з двома регульованими відборами пари: виробничим із тиском пари 1,0 МПа і

теплофікаційним [85, 103].

Таблиця 5.6 – Режими роботи турбін ТЕЦ
ВАТ «Ясинівський КХЗ» після введення в експлуатацію турбіни
ПТ-12/13-3,4/1,0-1

Величина		Паропровід промислового відбору пари тиском 1,275 МПа введений в експлуатацію			
		по навантаженню 2005		перспективний	
		Літній режим	Зимовий режим	Літній режим	Зимовий режим
Витрата пари споживачам	Високопотенційна пара (35 кг/см^2) – турбопривід повітродувки, т/год $G_{п 35}$	35	35	35	35
	Середньопотенційна пара (13 кг/см^2), т/год $G_{п 13}$	30	30	50	50
	Низькопотенційна пара ($3,5 \text{ кг/см}^2$), т/год $G_{п 3,5}$	20	40	20	40
АР 6 (№ 2)	Витрата пари на вході в турбіну, т/год $G_{о Р6}$	34	57	34	45
	Електрична потужність, МВт $N_{е Р6}$	3	5	3	4
	Витрата пари на вихлопі турбіни, т/год $G_{п 2,5}$	20	40	40	20
ПТ-12 (№ 3)	Витрата пари на вході в турбіну, т/год $G_{о ПТ}$	89	86	106	103
	Електрична потужність, МВт $N_{е ПТ}$	13	13,2	13	13
	Витрата пари у виробничий відбір турбіни, т/год $G_{п 13}$	30	50	50	50
	Витрата пари у теплофікаційний відбір турбіни, т/год G_T	0	0	0	0
Сумарна електрична потужність, що виробляється ТЕЦ, МВт $N_{е \Sigma}$		16	18,2	16	17
Використовувана на ТЕЦ сумарна витрата пари (похибка $\pm 2 \%$, 67 % повернення конденсату), т/год $G_{о\Sigma}$		158	178	175	183

Оптимізація електричних навантажень. Для вирішення задачі оптимізації розподілу електричних навантажень турбін ТЕЦ застосовано метод планування експерименту (ПЕ), для чого необхідно створити макромодель ТСЕ, що становить залежність типу «чорного ящика» (зі зменшеною кількістю внутрішніх зв'язків). Найбільш зручно створювати її у вигляді статичного полінома.

Побудова формальних макромоделей (ФММ) у вигляді статичного полінома ґрунтується на обробці результатів чисельних експериментів, проведених з використанням вихідних математичних моделей (ІММ). Містить у собі дві підзадачі: визначення структури ФММ і знаходження чисельних значень параметрів останньої (коефіцієнтів полінома).

Для створення ФММ застосовувався математичний апарат теорії ПЕ, що дозволяє істотно скоротити кількість обчислень – дослідів на ІММ. Формування матриці ПЕ при вирішенні завдання оптимального розподілу навантаження між турбінами ТЕЦ здійснювалося з використанням програми CPLAN [104], призначеної для вирішення завдань з визначення оптимального поєднання параметрів.

Під час оброблення результатів чисельного експерименту застосовано метод найменших квадратів. Коефіцієнти ФММ знаходяться з умови мінімуму суми квадратів відхилень значень критерію ефективності, розрахованих на ІММ, і значень цих же параметрів, передбачених за допомогою ФММ. Застосування математичного апарату теорії ПЕ дозволило істотно спростити рішення системи рівнянь завдяки визначенню коефіцієнтів у явному вигляді [105].

На першому етапі здійснювалося планування чисельного експерименту з урахуванням особливостей розв'язуваної задачі. Вихідними даними для побудови плану були G_0 , $G_{\text{SN L}}$, $G_{\text{SN h}}$, P_h , P_l . Далі вибирався діапазон зміни незалежної змінної $G_{0 \text{ PT}}$. Після оброблення цих даних для трьох рівнів сумарної кількості пари на ТЕЦ $G_0 = 106,5$; 120 та 135 т/год, параметрів й витрат пари на виробництво і на теплоспоживання $G_{\text{SN L}} = 40$ т/год; $G_{\text{SN h}} = 30$ т/год; $P_h = 1,0$ МПа; $P_l = 0,3$ МПа, прийнятих за даними ВАТ «Ясинівський КХЗ», отримані значення параметрів ТЕЦ, подано в таблиці 5.8.

Результати розрахунків переносилися в програму CPLAN з метою діалогового аналізу достовірності макромоделі та рішення ЗО. У міру необхідності уточнювалися діапазони зміни параметрів, характери зв'язків між ними, і весь процес повторювався.

Таблиця 5.8 – Розподіл параметрів між турбінами ПТ-12 та АР-6 за результатами чисельного експерименту за планом Бокса-Бенкіна (зимовий режим)

G_0 , т/год	Номер варіанта	Розрахункові характеристики ТС						
		G_{0_PT} , т/год	$G_{_SN_II}$, т/год	G_{0_R6} , т/год	$G_{_SN_I2}$, т/год	$N_{_PT}$, кВт	N_{R6} , кВт	N_{Σ} , кВт
106,5	1	106,5	40,0	0,0	0,0	13 370	0	13370
	2	56,0	0,0	50,50	40,0	6 580	6260	12840
	3	81,3	20,0	25,25	20,0	9 580	2330	11910
120,0	1	105,0	28,12	15,0	11,88	14 210	871	15082
	2	85,0	12,28	35,0	27,72	11 419	3799	15218
	3	95,0	20,20	25,0	19,80	12 998	2250	15247
135,0	1	95,0	8,32	40,0	31,68	14 531	4583	19114
	2	85,0	0,40	50,0	39,60	12 899	6127	19026
	3	90,0	4,36	45,0	35,64	13 745	5361	19105

Результати оптимізації зведені в таблиці 5.9, згідно з якою побудовано залежність електричної потужності N_{Σ} , що виробляється турбінами ПТ-12 і АР-6 на ТЕЦ ВАТ «Ясинівський КХЗ», від сумарної витрати пари на турбіни G_0 , (див. рисунок 5.6) [106].

Таблиця 5.9 – Рациональний розподіл електричної потужності між турбінами ПТ-12 і АР-6 залежно від сумарної витрати пари на турбіни G_0 (зимовий режим)

Номер варіанта	G_0 , т/год	Розрахункові характеристики ТС						
		G_{0_PT} , т/год	$G_{_SN_II}$, т/год	G_{0_R6} , т/год	$G_{_SN_I2}$, т/год	$N_{_PT}$, кВт	N_{R6} , кВт	N_{Σ} , кВт
1	106,5	106,5	40,0	0,0	0,0	13 370	0	13 370
2	120,0	91,6	17,5	28,4	22,5	12 556	2770	15 326
3	135,0	84,5	0,0	50,5	40,0	12 816	6200	19 016

Отже, розроблена методика вибору раціональних режимів роботи обладнання енергетичних установок може бути застосована для оптимізації режимів роботи інших енергокомплексів, зокрема теплоелектроцентралей, що мають у своєму складі різноманітне обладнання. Ефект від застосування цієї методики може досягати $\sim 1\%$ по питомій витраті теплоти на виробництво електроенергії.

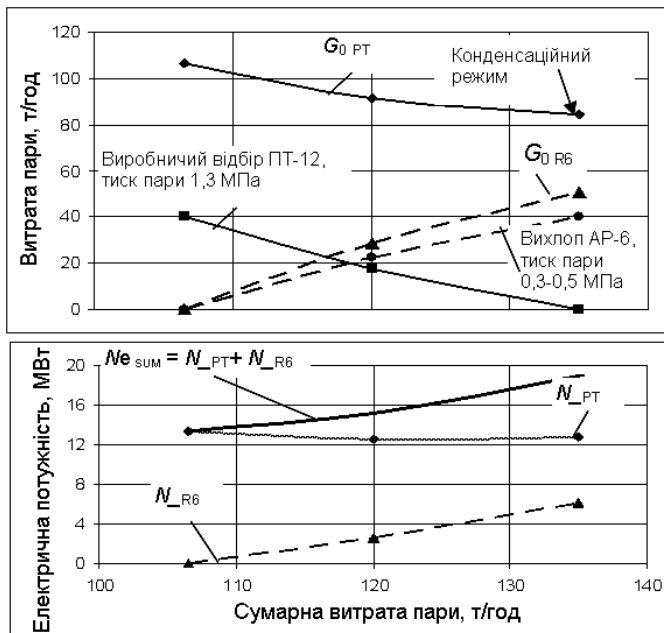


Рисунок 5.6 – Раціональний розподіл електричної потужності між турбінами ПТ-12 та АР-6

Розрахункові дослідження теплової схеми енерговузла ВАТ «Ясинівський КХЗ», виконані з використанням комплексу програм [92, 102], дозволили зробити такі узагальнені висновки:

– на виробництво електроенергії істотно впливає кількість і температура конденсату, що повертається на ТЕЦ. Цей факт потрібно враховувати, якщо користуватися для оцінки вироблюваної електричної потужності турбіни ПТ-12 і питомих показників даними ВАТ «КТЗ»;

– перехід у промисловому відборі турбіни ПТ-12 з тиску пари 1,275 МПа на 1,0 МПа збільшує виробництво електроенергії на 0,7 МВт за витрат пари у відборі, відповідних заводським;

– для забезпечення промислових споживачів КХЗ парою і гарячою водою за максимального виробництва турбінами ТЕЦ електроенергії як при річному, так і при зимовому режимах роботи заводу, повинні функціонувати дві парові турбіни: АР-6 та ПТ-12;

– під час проведення подальших робіт з енергозбереження на ТЕЦ КХЗ варто використовувати теплофікаційний відбір турбіни ПТ-12, виробляючи у разі розширення пари додаткову електричну потужність.

6 РЕКОНСТРУКЦІЯ ШАХТНОЇ КОТЕЛЬНОЇ В МІНІ-ТЕЦ

6.1 Склад обладнання, особливості роботи енерговузлів вугільних шахт

Наразі підприємства вугільної галузі України потребують серйозної модернізації. Це, насамперед, стосується шахтних енерговузлів (котелень і ТЕЦ), багато з яких створені ще наприкінці минулого сторіччя. Як наслідок, мають низьку енергоефективність і екологічні показники, не дозволяють використовувати місцеве паливо (шахтний метан), а також виробляти електроенергію на власні потреби та ін.

Значне місце у вирішенні цих питань займає впровадження сучасних енергозберігаючих технологій, зокрема, когенераційних як одного з пріоритетних напрямків розвитку сучасної енергетики [107].

Однією з перших спроб вирішення цих питань можна розглядати реалізацію проекту будівництва електростанції потужністю 12×3 МВт на базі газопоршневих двигунів модулів JMS 620 виробництва GE Jenbacher (Австрія) на шахтній котельні [108]. Генеральний проектувальник, офіційний представник в Україні GE Jenbacher – ПНВП «Синапс» (м. Київ), автор проекту, реалізованого на «Шахті ім. О. Ф. Засядька» [109].

Газопоршнева електростанція в режимі когенерації утилізує теплоту вихлопних газів ГПД, сорочки двигуна і маслосистеми в кількості, що порівняна з кількістю виробленої електричної енергії. Теплоту, що відбирається від ГПД, планувалося використовувати у такий спосіб: високопотенційну (вихлоп ГПД $\sim 425^\circ\text{C}$) – для виробництва ~ 17 т/год насиченої пари з тиском 1,4 МПа, що подається на турбіну міні-ТЕЦ, низькопотенційну $\sim 16,3$ Гкал/год (від систем охолодження сорочки і маслосистеми двигуна з температурою $\sim 88^\circ\text{C}$) – на побутові та опалювальні потреби [108].

У цьому розділі розглядається завдання пошуку рішень щодо забезпечення електроенергією власного виробництва такого підприємства, як ВАТ «Вугільна Компанія «Шахта «Червоноармійська-Західна № 1» (м. Красноармійськ,

Донецької обл.). Рішення передбачалося реалізовувати за двома напрямками: переведення базової шахтної котельні, розташованої на головному промисловому майданчику (ГПМ), в розряд міні-ТЕЦ шляхом установки парових турбін малої потужності, будівництво електростанції на базі газопоршневих двигунів (ГПД) для утилізації каптованого шахтного метану [107].

Під час вибору парової турбіни й теплової схеми було також розглянуто оцінку величини шкідливих викидів і грошових зборів за них після реконструкції шахтної котельні в міні-ТЕЦ та їхній вплив на техніко-економічні показники роботи енерговузла шахти [110, 111].

На енерговузлі ГПМ шахти «Червоноармійська-Західна № 1» для вироблення пари та забезпечення споживачів гарячою водою у 80-х роках минулого століття встановлено три котлоагрегату КЕ-25-14ТС номінальною тепловою потужністю 13,75 Гкал/год: один із них (№ 1) реконструйований і працює на шахтному метані (середній вміст метану в метано-повітряній суміші (МПС) 35,38 %), два котла працюють на донецькому вугіллі марки Г. Принципова тепла схема котельні ГПМ шахти за планом реконструкції в міні-ТЕЦ продано на рисунку 6.1.

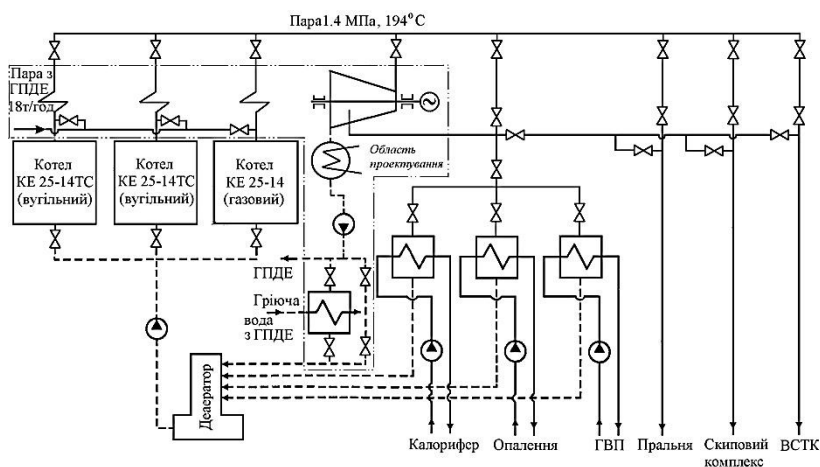


Рисунок 6.1 – Принципова тепла схема міні-ТЕЦ ГПМ шахти «Червоноармійська-Західна № 1»

Котли енерговузла шахти працюють з тиском пари 0,2–0,5 МПа. Котел № 1 несе навантаження протягом усього року. В опалювальний сезон один вугільний котел КЕ-25-14ТС працює в піковому режимі, другий – в резерві.

Інформація про основні характеристики і шкідливі викиди до атмосфери для котлів № 2 та 3, які працюють на вугіллі, досліджуваної котельні подано в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Параметри роботи котлів КЕ-25-14СТ (№ 2 і 3) котельні шахти «Червоноармійська-Західна № 1» (із режимних карт котлів)

Найменування параметра		КЕ-25-14СТ № 2			КЕ-25-14СТ № 3		
Паропроодуктивність, т/год		8,56	17,64	21,36	8,75	16,90	18,9
Тиск пари в барабані, МПа		2	3,9	5	2	3,9	5
Витрата палива, кг/год		1 333	2 853	3 487	1 370	2 728	3 049
Склад газів за економайзером*, %	RO_2	8,2	9,6	12,6	8,0	9,4	13,0
	O_2	11,7	10,0	6,6	11,8	10,3	6,2
	CO	0,013	0,031	0,035	0,017	0,02	0,028
Коефіцієнт витрати повітря за економайзером		2,2	1,8	1,4	2,2	1,9	1,4
ККД, %		75,4	73,2	72,8	75	73,7	73,4

* Дані про склад газів для котла № 1 у режимній карті відсутні.

Із котлів пара направляється в паророзподільний колектор. Для отримання гарячої води в котельні встановлено три групи теплообмінників: для опалення теплиць, до калориферної клітьового ствола, до споживачів опалення і гарячого водопостачання та ін. (рис. 6.1). Теплота споживачам відпускається за температурним графіком 95/70.

Сумарна кількість відпущеної теплоти $Q_{\Sigma} = Q_{\text{оп}} + Q_{\text{зф}} + Q_{\text{в}} + Q_{\text{г.п.п.}} + Q_{\text{втр}}$, складається з теплоти на: опалення будівель $Q_{\text{оп}}$, збагачувальну фабрику $Q_{\text{зф}}$, вентиляцію – $Q_{\text{в}}$, калориферну – $Q_{\text{к}}$, гаряче водопостачання (ГВП), господарсько-побутові та санітарно-гігієнічні потреби (г.п.п.) – $Q_{\text{г.п.п.}}$, втрати у мережах – $Q_{\text{втр}}$.

Годинну потребу у тепловій енергії на ГПМ шахти по місяцях подано у таблиці 6.2. Годинну кількість теплоти на

покриття теплових навантажень споживачів при зниженні температури зовнішнього повітря нижче 0 °С – в таблиці 6.3.

Таблиця 6.2 – Годинна потреба у тепловій енергії за типами споживання і втрати в мережах на ДПП шахти «Червоноармійська-Західна № 1» по місяцях (2007 р.)

Місяць	Середня температура місяця, °С	$Q_{зф}$, Гкал/год	$Q_{оп}$, Гкал/год	$Q_{в}$, Гкал/год	$Q_{к}$, Гкал/год	$Q_{г.п.п.}$, Гкал/год	$Q_{втр.}$, Гкал/год	Q_{Σ} , Гкал/год
Січень	-6,6	3,08	6,00	1,70	3,16	0,72	0,29	14,95
Лютий	-6,2	3,03	5,90	1,67	3,01	0,72	0,29	14,51
Березень	-1,0	2,37	4,51	1,28	1,10	0,72	0,21	10,13
Квітень	4,0	1,74	3,19	0,90		0,72	0,15	6,14
Травень–вересень	–	–	–	–	–	0,72	0,03	0,76
Жовтень	4,0	1,74	3,19	0,90	–	0,72	0,15	6,14
Листопад	0,9	2,13	4,22	1,19	0,70	0,72	0,19	9,15
Грудень	-4,2	2,77	5,36	1,52	2,28	0,72	0,26	12,91

Таблиця 6.3 – Сумарна годинна потреба в тепловій енергії на ГПМ шахти «Червоноармійська-Західна № 1» залежно від температури зовнішнього повітря

Температура зовнішнього повітря, град С	0	-5	-10	-15	-20	-25
Кількість теплоти, необхідне споживачам ГПМ, Гкал/год	9,43	13,68	17,82	22,14	26,38	29,69

З аналізу таблиць 6.1 і 6.2 видно, що максимальне середнє годинне теплове навантаження на котельні шахти становить 14,95 Гкал/год (січень), що повністю покриватися теплотою запланованої до відпуску з ГПЕС (16,3 Гкал/год).

Аналіз ТЕП роботи шахти у 2007 р. показав, що середня споживана електрична потужність становила – ~27 МВт, пікова – ~30,15 МВт. Електроенергія поставлялася з мережі за ціною 0,40–42 грн/кВт·год.

З аналізу максимальної сумарної теплопродуктивності

котлів – 41,25 Гкал/год, максимальної та середньої – в опалювальний сезон потреби шахти в теплоті 31,56 і 11 Гкал/год, планового відпуску пари ~17 т/год і теплоти ~16,3 Гкал/год на газопоршневій електростанції нескладно визначити наявність надлишків пари, які можуть бути використані в паровій турбіні для вироблення електричної енергії. Попередня оцінка показала, що вироблюваної котельнею шахти пари (64 – 88 т/год) досить для установки парової турбіни електричною потужністю 9 – 12 МВт. Отже, газопоршнева електростанція та міні-ТЕЦ за спільної роботи дозволять повністю забезпечити шахту «Червоноармійську-Західну № 1» електроенергією власного виробництва.

Розглянемо докладніше питання спалювання в котельні палива, оскільки ефективність спалювання палива і проблеми шкідливих викидів в атмосферу істотно позначаються на ТЕП енерговузла, що реконструюється.

6.2 Паливо і склад, особливості спалювання, шкідливі викиди

У котлі № 1 котельні ГПМ шахти спалюється метаноповітряна суміш (МПС) із середнім вмістом метану 35,39 % (таблиця 6.4).

Таблиця 6.4 – Середня об’ємний склад каптованого шахтного метану

H_2	He	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	CO_2	O_2	N_2
0,001 %	0,008 %	35,389 %	-	0,002 %	-	0,60 %	12,0 %	52,0 %

У котлах № 2 і 3 спалюється донецьке вугілля марки Г, його середній склад подано в таблиці 6.5.

Таблиця 6.5 – Об’ємний склад донецького вугілля марки Г*

Зміст вологи в робочому паливі, %	Зольність, %	Зміст у %:					
		Сірки		Вуглецю	Водню	Азоту	Кисню
W_{p}	A_{p}	S_{p}	S_{os}	C_{p}	H_{p}	N_{p}	O_{p}
10	28,8	3,0	0,0	48,3	3,4	0,90	5,6

* Прийнято традиційні позначення [112].

Знаючи склад палива, ККД котлів, кількість пари, що виробляється, можна визначити обсяг палива, що спалюється, кількість і склад димових газів, величину шкідливих викидів до атмосфери при спалюванні в котлах донецького вугілля марки Г.

Розрахунки виконувалися в припущенні максимального виробництва пари – 75 т/год усіма трьома котлами. Врахування характеристик спалювання палив у котлах КЕ-25-14ТС, обладнаних топками з пневмомеханічним закидувачем і ланцюговими решітками зворотного ходу, виконувався відповідно до [112, 113] (приймалися втрати тепла: від хімічної неповноти згоряння $q_3 = 0,1 \%$, зі шлаком $q_{4 \text{ шл}} = 2,5 \%$, з унесенням $q_{4 \text{ ун}} = 4,5 \%$, сумарні від механічного недопалу $q_4 = 7 \%$, частка золи, що уноситься газами $a_{\text{ун}} = 15 \%$).

Загальні характеристики та витрата палива, що застосовуються в котельні ГПМ Шахти «Червоноармійська-Західна № 1», а також результати розрахунку кількості та складу димових газів, що утворюються під час горіння, подано в таблиці 6.6.

Таблиця 6.6 – Характеристики палив і результати розрахунку його горіння в котлах енерговузла ГПМ Шахти «Червоноармійська-Західна № 1»

Найменування величини	Котел КЕ-25-14ТС (№ 1)	Котли КЕ-25-14ТС (№ 2 та 3)
1	2	3
Тип палива, що спалюється	Шахтний метан (35,39 % – CH_4 у МПС)	Донецьке вугілля марки Г
Теплотворна здатність палива нижча робоча, кДж/кг	12 701	18 920
Номінальна витрата пара, т/год	25	25
ККД котла, %	92	72,8
Годинна витрата палива, кг/ч	5 387	4 570
Годинна витрата палива	4 960 м ³ /год	4 570 кг/год
Ціна палива без ПДВ	150 грн/тис. м ³	470 грн/т
Вартість палива, що спалюється на годину, грн/год	808	2 148
Коефіцієнт надлишку повітря	1,4	1,4

Продовження таблиці 6.6

1	2	3
Кількість повітря необхідне для спалювання палива, т/год	20,26	29,02
Теоретична кількість водяної пари, що утворюються під час спалювання палива, тис. м ³ /год	4,17	55,81
Сумарний обсяг продуктів згоряння під час спалювання палива, тис. м ³ /год	27,75	76,73
Сумарний вміст сірки в продуктах згоряння, кг/год	0	137,10

Відзначимо, що заводський ККД сучасних котлів КЕ-25-14С становить ~85 % (85,9 % – паливо буре вугілля, [114, 115]). Крім того, ККД котла під час роботи з тиском пари нижче номінального (1,4 МПа) за інформацією заводу практично не зменшується. Відповідно до режимних карт котлів № 2 і 3 (див. таблицю 6.2) енерговузла ГПМ шахти із зростанням паропроductивності ККД падає з 75 до 72,8 % (у розрахунках приймалося менше значення ККД).

Шкідливі викиди під час спалювання палива. Основними складовими шкідливих викидів в атмосферу для ТЕС, що спалюють тверде паливо, є зола-винесення, окис вуглецю, окиси азоту та сірки. Із 2006 року в Україні запроваджено нові норми шкідливих викидів для новозбудованих чи реконструйованих пилогазоочисних установок (табл. 6.7) [116 – 119]. У Європі вже опрацьовано питання подальшого зниження шкідливих викидів: по пилу – до 25 мг/м³, SO₂ та NO_x – 200 мг/м³.

Розглянемо основні теоретичні положення і висновки, взяті за основу під час прогнозування шкідливих викидів: твердих відходів (шлак, пил), CO, NO_x та SO₂ під час спалювання палива після установки парової турбіни. У режимних картах котлів енерговузла ГПМ шахти з шкідливих викидів під час спалювання вугілля представлено тільки CO (таблиця 6.1) для режиму виробництва пари тиском 0,5 Мпа (необхідно спрогнозувати величину шкідливих викидів від спалювання палива під час виробництва пари тиском 1,4 Мпа).

Таблиця 6.7 – Обсяги питомих шкідливих викидів до атмосфери на енерговузлі при спалюванні палива в котлах KE-25-14TC

Назва шкідливого викиду	Питомі викиди шкідливих речовин			
	Нормативна величина гранично допустимих викидів шкідливих речовин		За факельного спалювання (котел № 1)	За шарового спалювання (котли № 2 і 3)
	Для чого будуються або реконструюються джерела [116-119] в Україні, мг/м ³	Країни Європейського Союзу, 1995 р., мг/м ³	Шахтний метан (35,38 % CH ₄) (Теплові випробування котлів), мг/м ³	Донецьке вугілля марки Г (оцінка CO, NO _x , розрахунок), мг/м ³
Пил	50	50	0	244
Оксид вуглецю, CO	250	250	100	100
Окиси азоту, NO _x	500	400	400	400
Окиси сірки, SO ₂	500	400	0	3575

Тверді відходи (шлак і зола). Обсяг твердих відходів під час спалювання вугілля у шарових топках визначається зольністю палива, технологією спалювання (частка золи виносу) і системою очищення димових газів від пилу, що застосовується [114, 115]).

У котлоагрегатах енерговузла ГПМ Шахти «Червоноармійська Західна № 1» застосовується сухий спосіб золовидалення 15 % від маси золи (шлаку) [120]). Вугільні котли обладнані батарейним циклонами БЦ-2х7х8 зі ступенем уловлювання 90,97 % пилу.

Викиди CO. Оскільки CO є продуктом неповного згоряння палива, його кількість визначається тільки недосконалістю обладнання або неправильною організацією топкового процесу [114, 120]. Знаючи щільність окису вуглецю 1,25 кг/м³, нескладно визначити, що відповідно до режимних карт питомий

вміст CO у димових газах шахтної котельні високий та становить $\sim 350 \text{ мг/м}^3$.

Після реконструкції та налаштування котлів міні-ТЕЦ, що працюють на твердому паливі, керуючись [115], допустимо прийняти вміст CO у димових газах 150 мг/м^3 .

Викиди NO_x . Зміст NO_x у продуктах згоряння залежить від виду палива і конструкції топкового пристрою, а також від організації процесу горіння [115]. У згаданій монографії показано, що правильна організація спалювання може істотно (до двох разів) змінити (придушити) викиди NO_x . Для котлів ГПМ Шахти «Червоноармійська Західна № 1» допустимо прийняти значення викидів $NO_x \sim 300 \text{ мг/м}^3$. Гарантовані ж БіКЗ питомі показники по викидах NO_x нових котлів КЕ-25-14С – не більше 180 г/ГДж [114]. За середнього обсягу димових газів $\sim 76,7 \text{ тис. м}^3/\text{год}$ (див. табл. 6.6) і теплової потужності котла питомі викиди $NO_x \sim 135 \text{ мг/м}^3$.

Викиди SO_2 . Згідно з [115, 119], вміст SO_2 у продуктах згоряння залежить від вмісту сірки в паливі та практично не залежить від технології спалювання (за винятком низки випадків, коли під час спалювання палива сірка частково зв'язується, наприклад, за наявності у паливі кальцитів або введенні їх у топку, спалюванні водовугільних емульсій та ін.).

Інформація про нормативні та розрахункові значення питомих шкідливих викидів до атмосфери для енерговузла, що досліджується, подано в таблиці 6.7.

6.3 Грошовий збір за шкідливі викиди

Нормативні документи України [116–118], зокрема, Інструкцією № 162 [119] регламентують збір за забруднення навколишнього природного середовища від стаціонарного джерела. Якщо обмежимося урахуванням золи, CO , NO_x та SO_2 , цей збір можна визначити у такий спосіб

$$\Delta C_{\text{ШВА.}} = V_{\Gamma} \sum_{i=1}^4 k_{\text{нас}} c_i [M_{\text{л ШВА. } i} k_{\text{ф}} + k_{\text{п}} (M_{\text{ф ШВА. } i} - M_{\text{л ШВА. } i})],$$

де c_i – норма збору за шкідливий викид до атмосфери i -ї забруднювальної речовини у грн/т, (див. таблицю 7.8), $M_{л\text{ ШВА. }i}$ – годинна величина викидів із котла i -ї забруднювальної речовини в обсягах ліміту у т/год, $M_{ф\text{ ШВА. }i}$ – годинна фактична величина викидів з котла i -ї забруднювальної речовини, $k_{\text{нас}}$ – коригувальний коефіцієнт, що враховує чисельність населення (для ГПМ Шахти «Червоноармійська Західна № 1», яка розташована на відстані від населених пунктів, $k_{\text{нас}} = 1,0$), k_{ϕ} – коригувальний коефіцієнт, що враховує господарське значення населеного пункту ($k_{\phi} = 1,0$), $k_{\text{п}}$ – коригувальний коефіцієнт, що враховує перевищення норм понад ліміт, якщо шкідливі викиди перевищують ліміт ($M_{ф\text{ ВВА. }i} - M_{л\text{ ВВА. }i} > 0$) $k_{\text{п}} = 5$, в іншому випадку $k_{\text{п}} = 0$.

Результати розрахунку годинного грошового збору за шкідливі викиди до атмосфери під час спалювання в котлах КЕ-25-14С палив, що використовуються за діючих нормативів шкідливих викидів подано в таблиці 6.8 (для SO_2 відображені величина перевищення норми по викидах та добавка до збору за перевищення норми викидів).

У 2007 року норматив збору за шкідливі викиди до атмосфери, оплачений шахтою «Червоноармійська Західна № 1», склав 746 586 грн, виробництво теплоти – 37 148 Гкал, було спалено: 14 719 тис. м^3 шахтного метану і 6 359 т вугілля. Отже, питомий збір за шкідливі викиди при виробництві 1 Гкал теплоти склав ~ 20 грн/Гкал. Згідно з даними таблиці 6.5 питомий збір під час спалювання вугілля донецького марки Г $\sim 17,2$ грн/Гкал. Перевищення реальних значень зборів над розрахунковими, ймовірно, можна пояснити більш високим, ніж 3 %, середнім вмістом сірки у вугіллі.

Виходячи з зольності палив, кількості палива, що спалюється, ступеня очищення золи-винесення, нескладно розрахувати масу шлаку і золи під час спалювання палива в котлах КЕ-25-14ТС. Вона не перевищує 3 т/год, вартість поховання 1 т твердих відходів становить кілька гривень. Отже, облік захоронення твердих відходів дає малий внесок у статті витрат енегокомплекса (~ 10 грн/год).

Таблиця 6.8 – Вартість і обсяги шкідливих викидів до атмосфери під час спалювання різних видів палив у котлах КЕ-25-14 на енерговузлі ГПМ Шахти «Червоноармійська Західна № 1» (для одного котла)

Назва параметра	Факельне спалювання шахтного метану (розрахунок)	Шарове спалювання донецького вугілля марки Г (розрахунок)	Норма плати за викиди в Україні [118], грн/т
Обсяг продуктів згоряння, тис. м ³ /год	27,75	76,73	–
Питомий вміст пилу, мг/м ³	0	244	7,199
Грошовий збір, грн/год	0,00	0,56	–
Питомий вміст CO, мг/м ³	100	100	7,199
Грошовий збір, грн/год	0,02	0,06	–
Питомий вміст NO _x , мг/м ³	300	300	189,84
Грошовий збір, грн/год	2,63	4,37	–
Питомий вміст SO ₂ мг/м ³	<u>0</u>	3575	189,84
перевищення норми, мг/м ³	<u>0</u>	3075	–
добавка до збору від перевищення норми, грн/год	<u>0</u>	223,96	–
Грошовий збір, грн/год	0	231,24	–
Питомий збір, грн/Гкал	0,18	17,18	–
Сумарний збір за шкідливі викиди в атмосферу, грн/год*	2,65	236,23	–

* Врахування індексації не проводилося.

Як видно при аналізі даних таблиці 6.6, перевищення норм питомих шкідливих викидів до атмосфери енергокомплексу шахти є по пилу та SO₂. Внесок у грошові збори за шкідливі викиди шахти по пилу в димових газах знаходиться на рівні 1 грн/год і мало значущий.

Під час спалювання шахтного метану збори за шкідливі викиди майже у 90 разів нижчі, ніж під час спалювання донецького вугілля марки Г, переважно, через відсутність у шахтному метані сірки. Понад 95 % збору за шкідливі викиди забезпечує SO_2 , зважаючи на 5–6 кратне перевищення цих викидів порівняно з нормативним значенням. Для SO_2 внесок у грошові збори за шкідливі викиди енерговузла шахти залежно від кількості включених котлів KE-25-14TC (два або три) і виду палива, що спалюється, становить 240–709 грн/год (таблиця 6.8). Зменшення викидів SO_2 може принести відчутну економічну вигоду.

Зараз розроблені технології ефективних, але дорогих процесів зниження викидів SO_2 , [121, 122]. Пропонується: сухий, напівмокрый і мокрий способи очищення димових газів або методи, що ґрунтуються на створенні нових палив із використанням газифікації. За шарового спалювання рекомендується вводити в топку вапняк для зв'язування сірки.

Для котлів KE-25-14TC, що працюють на донецькому вугіллі марки Г із вмістом SO_2 у димових газах $\sim 3\,575\text{ мг/м}^3$ (таблиця 6.4), за рекомендаціями ВАР «ОТИ» (м. Москва) варто застосовувати мокре очищення.

Вартість установки мокрого вапнякового очищення газів від SO_2 на 50 тис. м^3 димових газів після спалювання вугілля із вмістом сірки 3 % оцінюється в 3,5 млн USD. Якщо використати крейду замість вапняку, вдається відмовитися від достатньо дорогої системи дроблення і тонкого помелу реагенту, що знижує споживання енергії на власні потреби.

З урахуванням скорочення зборів за шкідливі викиди SO_2 за мокрого очищення на 200 грн/год (таблиця 6.5) річна економія складе $\sim 1,4$ млн грн. За мокрого вапнякового очищення газів від SO_2 утворюється $\sim 400\text{ кг/год}$ гіпсу. Крім цього використовується $\sim 250\text{ кг/год}$ крейди і $\sim 60\text{ кг/год}$ технічної води (розрахунки на кількість димових газів для одного котла KE-25-14). Продаж $\sim 3\,000\text{ т}$ гіпсу в рік для будівельної індустрії з вирахуванням витрат на крейду і воду дасть прибуток ~ 500 тис. грн/рік (прийняті ціни: крейди 300 грн/т, гіпсу 350 грн/т). Отже, попередній термін окупності установки мокрого вапнякового очищення димових газів від SO_2 становить $\sim 8,5$ років.

Знаючи ціну палива і його годинну витрату під час спалювання в котлах (таблиця 6.6) та враховуючи, що для міні-ТЕЦ частка палива приблизно становить ~80 % витрат станції [120], останні нескладно визначити. За роботи котла № 1 на шахтному метані годинні фінансові витрати досліджуваної станції будуть складати ~6 300 грн/год, якщо всі три котла працюють на вугіллі тоді ~8 055 грн/год. Грошовий збір за шкідливі викиди до атмосфери під час спалювання вугілля становить ~8–9 % витрат і є значущою величиною для оцінювання техніко-економічних показників енерговузла.

Якщо прийняти, що середня електрична потужність парової турбіни, планованої до установки на енерговузлі ГПМ Шахти «Червоноармійська Західна № 1», становить 10 МВт, нескладно визначити грошові збори за шкідливі викиди. Собівартість 1 кВт·год електроенергії, що виробляється, для станції підвищують на ~7 коп/кВт·год. Таке підвищення помітно позначається на ТЕП енерговузла і підтверджує необхідність урахування збору за шкідливі викиди при економічних оцінках.

Оцінивши основні ТЕП можна обґрунтувати вибір раціонального інтегрованого технічного рішення реконструкції базової котельні шахти в міні-ТЕЦ.

6.4 Вибір технічних рішень реконструкції шахтної котельні. Тепловий розрахунок міні-ТЕЦ

Наявність на енерговузлі надлишків пари, які можуть бути використані у паровій конденсаційній турбіні для вироблення електричної енергії, було визначено раніше.

Розгляд установки парової розширювальної машини іншого типу, наприклад, турбіни з протитиском, у цьому випадку має мало практичного сенсу, оскільки літні потреби ГПМ шахти в теплоті (побутові послуги) становить усього 0,76 Гкал/год.

Отже, попередні розрахунки дозволяють визначити перспективні варіанти інтегрованих із ГПЕМ технічних рішень з установки парових конденсаційних турбін для реконструкції котельні ГПМ шахти «Червоноармійська Західна № 1» у міні-ТЕЦ. Це установка конденсаційних турбін Т-9-1,2/0,2 (Т-9) і Т-12-1,2/0,2 (Т-12) із регульованим теплофікаційним відбором

тиском пари 0,2 МПа. Номінальні параметри пари на вході в турбіну: 1,2 МПа, 250 °С, потужність турбін 9 і 12 МВт відповідно. Під час установки турбіни Т-9 – включені два котли, виробництво пари 47 т/год (третій знаходиться у резерві), Т-12 – щоб використовувати всі три котли, виробництво пари 71 т/год.

Отримати задовільні ТЕП проекту реконструкції котельні в міні-ТЕЦ (із терміном окупності не більше 4 років) за шарового спалювання палива в котлах КЕ-25-14ТС з ККД 73–75 %, згідно з режимними картами енерговузла, неможливо. В існуючих умовах певної шахтної котельні доцільно виконати реконструкцію топки вугільних котлів із переведенням спалювання за технологією високотемпературного циркулюючого киплячого шару (ВЦКШ), що дозволяє підвищити ККД котла $\eta_{\text{кп}}$ до 85–86 % [123].

З огляду на реконструкцію котлів на ВЦКШ, раціонально перейти на спалювання на міні-ТЕЦ промпродукту з донецького вугілля марки Г*¹ (загальна волога робочого стану $W^{\text{r}}_{\text{t}} = 22$ %, зольність сухого стану палива $A^{\text{d}} = 40$ %, нижча теплота згоряння робочого стану $Q^{\text{p}}_{\text{нп}} = 15\,741$ кДж/кг, ціна 96 грн/т, зокрема ПДВ).

Тепловий розрахунок міні-ТЕЦ. За теплового розрахунку турбін Т-9 і Т-12 прийняті такі допущення: втрати при відпуску теплоти складають ~10 %; у спекотний літній час (два місяці) через високу температуру охолоджувальної води (падає вакуум у конденсаторі турбіни) на ~15 % зменшується потужність турбіни, оскільки при роботі турбіни на парі від 3-х котлів немає резервування котельного обладнання та низка інших. Для теплових розрахунків використовувався комплекс програм SCAT2000, розроблений в ІПМаш НАН України на основі математичної моделі [40, 92, 94].

Основні результати розрахунку теплових схем міні-ТЕЦ для порівнюваних варіантів установки турбін подано в таблиці 6.9.

При аналізі значень питомої витрати палива на міні-ТЕЦ (табл. 6.6) для турбіни Т-12 видно, що вони нижчі, ніж для турбіни Т-9, оскільки працюють два вугільних котли з більш низьким ККД. Витрати палива змінюються від

* Далі просто промпродукт

546 г у.п./($\text{кВт}\cdot\text{год}$) для режиму з опалювальним навантаженням 12,36 Гкал/год до 683 г у.п./($\text{кВт}\cdot\text{год}$) за конденсаційного режиму. Такі, достатньо високі значення питомої витрати палива, свідчать про низьку ефективність реалізованих на міні-ТЕЦ теплових процесів.

Таблиця 6.9 – Основні ТЕП реконструкції котельні ГПМ шахти «Червоноармійська-Західна № 1» у міні-ТЕЦ

Назва показника		Варіанти			
		1		2	
		Два котли в роботі (1 на МВС і 1 на промпродукті)		Три котли в роботі (1 на МВС і 2 на промпродукті)	
Установлена парова конденсаційна турбіна		Т-9-1,2-0,2		Т-12-1,2-0,2	
		опалювальний	«літній» режим	опалювальний	«літній» режим
1		2	3	4	5
Витрата перегрітої пари з ГПЕМ, т/год		16,26			
Вартість пари з ГПЕМ, тис. грн/год		6,622			
Параметри перегрітої пари на вході в турбіну:	- температура, $^{\circ}\text{C}$	1,2			
	- тиск пари, МПа	250			
Витрата пари на вході в турбіну, т/год		63,26		87,26	
Витрата пари у теплофікаційний відбір на опалення (тиск пари 0,2 МПа), т/год		до 23,2	0	до 31,6	0
Витрата пари в конденсатор, т/год		до 33,1	55,0	до 54,4	71,1
Питома витрата умовного палива, г.у.п./ $\text{кВт}\cdot\text{год}$		до 546	668–683	до 614	669–683
Електрична потужність, МВт		до 7,08	7,84–9,41	10,6–12,9	10,8–12,9
Відпущено електричної енергії, тис. ($\text{кВт}\cdot\text{год}$)/рік		36 828	34 114	47 972	44 831

Продовження таблиці 6.9

1	2	3	4	5
Відпуск теплоти з ГПЕМ, Гкал/год	16,3	0	16,3	0
Відпуск теплоти з міні-ТЕЦ, Гкал/рік	до 12,36	0	до 12,36	0
Умовно-постійні витрати, млн грн/рік	3,36		4,08	
Збір за шкідливі викиди, млн грн/рік	1,51		2,95	
Сумарні витрати, млн грн/рік	20,61		25,92	
Частка вартості палива у витратах, %	56,5	54,3	69,8	68
Собівартість електроенергії, грн/(кВт·год) (0,35 грн/(кВт·год) у мережі)	0,197 – 0,252	0,252 – 0,269	0,202 – 0,229	0,229 – 0,237
Собівартість теплоти, що відпускається, грн/Гкал	69,2 – 72	–	58,0 – 60	–
Об'єм прибутку (МВС 50 грн/тис. м ³ , електроенергії у мережі 0,42 грн/(кВт·год), промпродукт 96 грн/т), тис. грн/рік	3 815	3 035	5 193	4 298
	6 900		9 496	
Доплата за електроенергію до вироблення в обсязі порівнюваного варіанту, тис. грн	-3 900	-3 751	–	–
Інвестиції на реалізацію проекту без ПДВ, тис. грн	30 250		35 667	
Простий термін окупності, рік	4,4		3,8	

На клеммах генератора турбіни Т-9 у найхолодніший період не менше ~7,08 МВт електричної потужності, у решту часу (за винятком двох найспекотніших місяців) ~9,41 МВт.

На клеммах генератора турбіни Т-12 у найхолодніший період матимемо не менше 10,59 МВт електричної потужності, у решту часу (за винятком двох найспекотніших місяців, коли потужність через високу температуру охолоджувальної води знижується на 15–17 %) ~12,98 МВт.

Результати, подані в таблиці 6.9, свідчать, що під час роботи обох турбін відбір пари забезпечує покриття опалювальних навантажень до температури зовнішнього повітря мінус 30 °С (таблиця 6.9). У разі зниження температури зовнішнього повітря нижче мінус 8 °С необхідно турбіну міні-ТЕЦ переводити з конденсаційного на регульований теплофікаційний режим відбору пари на підігрівання сітьової води.

Турбіна Т-9 потребує витрати охолоджувальної води $\sim 3\,500\text{ м}^3/\text{год}$, турбіна Т-12 $\sim 4\,800\text{ м}^3/\text{год}$ (в обох випадках $200\text{ м}^3/\text{ч}$ додано на охолодження маслосистеми) [40, 120].

Оскільки на ГПМ Шахти «Красноармійська-Західна № 1» відсутні резерви технічної води, необхідні для забезпечення підживлення системи оборотного охолодження конденсатора турбіни, потрібно будівництво водопроводу з витратою технічної води до 150 т/год.

6.5 Техніко-економічні показники переведення котельні у міні-ТЕЦ з установленням парової конденсаційної турбіни

Як потенційні постачальники цього проекту турбін Т-9 і Т-12 були визначені: ВАТ «Калужський турбінний завод» («КТЗ») (ВАТ «Силові машини», РФ); ТОВ «Ютрон» (г. Смоленськ, РФ); ТОВ «ЕКОЛ», spol. s r.o. (м. Брно, Чеська Республіка), у яких були отримані комерційні пропозиції. Кращим варіантом виявилася пропозиція ТОВ «Ютрон» на постачання турбін: Т-9 вартістю $\sim 11\,500$ тис. грн і Т-12 вартістю $\sim 15\,000$ тис. грн (обидві ціни з ПДВ).

Передбачуваний сумарний обсяг базових інвестицій на реалізацію проекту установки турбіни Т-12 становив 44,8 млн грн., зокрема, ПДВ, турбіни Т-9 на 6,5 млн грн менше [85].

Розрахунок ТЕП. Під час розрахунку ТЕП були зроблені такі припущення:

- застосування «фізичного» методу розподілу витрат на вироблення теплової та електричної енергії;
- оцінка ефективності інвестицій за простими термінами окупності без урахування дисконтування;

– коефіцієнт використання встановленої потужності у розрахунках повинен складати: для турбіни Т-12 $k = 0,85$, для турбіни Т-6 $k = 0,9$;

– амортизація не враховувалась.

Під час визначення собівартості пари від ГПЕМ $\sim 46,6$ грн/т згідно з «фізичним» методу поділу витрат на електроенергію та теплоту, вихідна електрична потужність одного ГПД модуля JMS 620 становить 3 025 кВт, теплового ККД 41,3 %, витрата паливного газу з концентрацією МВС 25 % $\sim 2,6$ тис.м³/год, вихідна теплова потужність модуля 2 920 кВт, теплота вихлопних газів 1 560 кВт, собівартість МВС 50 грн/тис. м³, накладні витрати ~ 5 ЄВРО/кВт [109].

Для оцінки умовно-постійної частини сумарних витрат міні-ТЕЦ використовувалися дані шахти: за 10 місяців 2007 р. сумарна величина витрат котельні (без вартості палива) склала 2 113,8 тис. грн: матеріали 1 089,8 тис. грн (51,6 %), зарплата з нарахуваннями 796,2 тис. грн (37,7 %), знос основних фондів (амортизація) 227,8 тис. грн (10,7 %).

Після реконструкції котельні в міні-ТЕЦ кількість персоналу має збільшитися на 10–12 чоловік [85], місячний фонд зарплати з нарахуваннями на їх утримання складе ~ 40 тис. грн. Навантаження на котли за постійної роботи 2-х із них (Т-9) збільшиться в півтора рази, витрати на матеріали були прийняті 160 тис. грн/міс. У разі роботи 3-х котлів (Т-12) витрати на матеріали приймаються 250 тис. грн/міс. Отже, умовно-постійна частина місячних витрат після реконструкції котельні в міні-ТЕЦ (без амортизації) склала: турбіна Т-9 ~ 280 тис. грн/міс, Т-12 ~ 340 тис. грн/міс.

Під час розрахунків враховувалася величина збору за шкідливі викиди до атмосфери. Передбачалося також, що після реконструкції котлів на ВЦКШ величина шкідливих викидів зменшиться на 50 % [123].

Результати розрахунку собівартості електроенергії та відпущеної теплоти, сумарних витрат на придбання електроенергії за рік та інші плановані основні ТЕП реконструкції для двох порівнюваних варіантів установки турбін: Т-9 і Т-12 з використанням пари, що надходить із ГПЕМ, подано в таблиці 6.9. Вихідними даними були: ціна

промпродукту (80 грн/т без урахування ПДВ), собівартість шахтного метану (50 грн/тис. м³), ціна електроенергії в мережі (0,42 грн/кВт·год, зокрема, ПДВ).

Результати, наведені в таблиці 6.9, отримані в припущенні роботи котла № 1 міні-ТЕЦ шахти на шахтному метані, інших котлів на промпродукті. Після введення в експлуатацію на ГПМ шахти ГПЕМ існує велика ймовірність, що шахтного метану буде не вистачати, і котел № 1 буде потрібно перевести на спалювання промпродукту. У такому випадку ТЕП проекту реконструкції котельні шахти в міні-ТЕЦ погіршаться, зокрема, термін окупності проекту установки Т-12 збільшиться на ~0,7 року.

Відзначимо, що під час роботи турбіни Т-12 один паровий котел може перебувати в ремонті. У цьому випадку режими роботи турбін Т-9 і Т-12 відрізняються незначно (турбіна Т-12 буде працювати з потужністю 7,7–9,3 МВт у разі роботи на частковому режимі).

Порівняння варіантів 1 та 2 показує, що варіант установки Т-12 найбільш прийнятний, оскільки термін окупності цього варіанту становить 3,8 року, що на 0,5 року менше, ніж у 2-му варіанті. Інвестиції на реалізацію 2-го варіанту більше на ~6,5 млн грн (1-й варіант 35,3 млн грн, 2-й варіант – 41,8 млн грн обидва з ПДВ), однак вироблення додаткової електроенергії (~21,8 млн (кВт·год)/рік) буде приносити значний річний прибуток 7,65 млн грн/рік (вартість електроенергії в мережі $c_e = 0,35$ грн/(кВт·год) без ПДВ).

Було виконано також низку досліджень, пов'язаних із уточненням теплової схеми планованої міні-ТЕЦ при установці обраної турбіни Т-12 у припущенні спалювання тільки промпродукту:

- оцінка доцільності установки пароперегрівачів (ПП) у котли;

- виробництво в КУП ГПЕМ насиченої пари з перегрівом його після транспортування в котлах міні-ТЕЦ;

- оцінка економії від підігрівання живильної води котлів низькотемпературної теплою утилізованою на ГПЕМ.

При оцінках економічної ефективності переведення котельні, що працює на твердому паливі середньої якості, у

міні-ТЕЦ необхідно враховувати грошовий збір за шкідливі викиди в атмосферу, який становить $\sim 8 - 9$ % витрат станції та може збільшувати собівартість 1 кВт·ч виробленої електроенергії не менше ніж на 5–7 коп/(кВт·год).

З огляду на тенденцію посилення вимог до охорони навколишнього середовища, потрібно визнати актуальним впровадження систем очищення димових газів від SO_2 , незважаючи на те, що ці системи є дорогими, і окупаються (система мокрого очищення від SO_2) не швидше ніж за 8 років.

Реконструкція шахтної котельні в міні-ТЕЦ економічно доцільна (термін окупності проекту не перевищує 4–4,5 року) тільки у випадках дії хоча б двох з таких чинників: використання такого дешевого палива, як, наприклад, шахтний метан (для досліджуваної шахти вартість еквівалентного умовного палива ~ 116 грн/т у. п.), промпродукт (~ 149 грн/т у. п. відповідно); постійного відпуску значної кількості теплоти споживачам; інтеграції з іншими джерелами теплоти, наприклад газопоршневою електростанцією.

7 РОЗШИРЕННЯ ТЕЦ НЕВЕЛИКОЇ ПОТУЖНОСТІ ЗА ДОПОМОГОЮ ВСТАНОВЛЕННЯ ПАРОВОЇ КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ТУРБІНИ

7.1 Склад, особливості роботи й техніко-економічні показники ТЕЦ

Істотні зміни в роботі підприємств, обсяги опалювального навантаження і гарячого водопостачання (ГВП), що відбулися після отримання Україною незалежності й переорієнтації економічних відносин, призвели до помітної зміни завантаження ТЕЦ невеликої потужності.

Робота ТЕЦ на дорогому природному газі з низьким тепловим навантаженням у літній період призводить до високої собівартості виробленої електроенергії, і як наслідок – до збитків. Закриття станції в літній період загрожує втратою кваліфікованого персоналу. Така ситуація характерна, зокрема, для роботи Охтирської ТЕЦ (м. Охтирка, Сумська обл.), як, ймовірно, і інших малих теплоцентралей. Підприємства змушені шукати шляхи підвищення ТЕП своєї діяльності.

Розглянемо результати поліпшення ТЕП функціонування невеликої міської ТЕЦ за допомогою установки парової турбіни малої потужності, на прикладі Охтирської ТЕЦ [86, 124].

У складі ТЕЦ – 5 котлів: ТС-35У – 3 од., номінальною продуктивністю по 35 т/год пари кожен (№ 1 – 3); КВГМ-50 – 2 од., теплопродуктивністю 50 Гкал/год кожен (№ 1, 2). Номінальні параметри вироблюваної пари: тиск 0,343 МПа, температура 435 °С. Котли ТС-35У, спроектовані для спалювання твердого палива і мазуту, у подальшому реконструйовані для роботи на природному газі.

На Охтирській ТЕЦ встановлено дві парові конденсаційні турбіни АТ-6 і АП-6, кожна номінальною потужністю 6 МВт.

Турбіна АТ-6 (ст. № 1) – конденсаційна з регульованим теплофікаційним відбором пари, працює на режимі з погіршеним вакуумом та підігрівом у конденсаторі сітьової води («гарячий» конденсатор).

Турбіна АП-6 (ст. № 2) – конденсаційна з регульованим виробничим відбором пари, у літній період працює у

конденсаційному режимі з охолодженням циркуляційною водою, яка скидається до водойму-охолоджувача. Витрата пари на конденсатор в конденсаційному режимі становить 22,7 т/год. Відпуск теплоти на опалення та ГВП по закритій схемі проводиться згідно з температурним графіком теплотережі 95/70 °С. Розрахункове максимальне теплове навантаження споживачів становить 83 Гкал/год.

В опалювальний період Охтирська ТЕЦ ефективно працює, відпускаючи споживачам теплоту за ціною 180 грн/Гкал і електроенергію до мережі за ціною 0,3625 грн/(кВт·год) (собівартість виробництва електроенергії 0,33 – 0,38 грн/(кВт·ч)). Обидві турбіни працюють з електричною потужністю близькою до номінальної. Пара на технологічні потреби станції не відпускається, турбіна АП-6 при покритті опалювального навантаження працює з мінімально допустимим тиском пари в регульованому відборі ~0,3 МПа.

У літній період ТЕЦ відпускає 2,9 Гкал/год теплоти на ГВП. Ця кількість теплоти нижче мінімальної ефективної, яка може бути вироблена на станції за роботи на мінімально допустимому навантаженні котла (~30 %, ~15 т/год пари) і турбіни АТ-6 (2 МВт). Отже, на станції були надлишки теплоти, які викидалися до атмосфери (водойму-охолоджувач).

Вибір технічного рішення для поліпшення ТЕП станції. До дієвих напрямків енергозбереження на теплоелектрогенерувальних установках можна зарахувати: пошук (створення) додаткових споживачів теплоти, перехід на спалювання більш дешевого палива, підвищення ККД термодинамічного циклу (парогазові цикли), перехід на окремі схеми роботи в літній період з установленням нових електрогенерувальних потужностей та ін. [120].

Було досліджено можливість реалізації цих напрямків енергозбереження з метою підвищення ТЕП Охтирської ТЕЦ. Розглянуто варіанти створення виробництв, які споживають до 10 т/год пари 0,5 МПа, 160 °С, зокрема, заводу залізобетонних конструкцій, виробництва етилового спирту зі сміття та ін. Реальні можливості для вирішення завдання збільшення споживання теплоти від ТЕЦ у літній період не були знайдені.

Аналіз можливості переведення Охтирської ТЕЦ на

спалювання більш дешевого палива також не дав позитивних результатів. Повернення до спалювання вугілля для теплоцентралі, розташованої в межах міста, важко здійснимо, оскільки пов'язане з великими інвестиціями в очисні споруди для зменшення шкідливих викидів. Пошук місцевих, відновлюваних паливних ресурсів, також не був результативним.

Підвищення ККД ТЕЦ за допомогою організації парогазового циклу (на основі установки попередньо включеної ГТУ) потребує значних інвестицій, що перевищують фінансові можливості станції.

Спільні дослідження ІПМаш НАН України та ХЦКБ «Енергопрогрес», (м. Харків) з вибору технічних рішень підвищення ТЕП роботи Охтирської ТЕЦ показали можливість установки на станції малої парової конденсаційної турбіни (турбогенератор ТГ-3), що працює на парі з виробничого відбору турбіни АП-6 (рисунок 7.1). У літній період ТГ-3 доцільно жити від поставленого малого парового котла (К – № 4) продуктивністю по пару ~ 10 т/год.

Результати досліджень. Для визначення параметрів пари та потужності парової турбіни, що встановлюється, було виконано серію теплових розрахунків. Вихідна інформація та результати розрахунку основних ТЕП Охтирської ТЕЦ (питома витрата умовного палива, виробничі витрати, вартість відпущеної електроенергії та теплоти, річний прибуток й ін.), наведені в таблиці 7.1. Розглянуто варіанти покриття заданих теплових та електричних навантажень від існуючого теплосилового обладнання в опалювальний та літній періоди (варіант 1) і після установки нового турбогенератора ТГ-№ 3 із котлом К-№ 4 (варіант 2). Розрахунки виконано за традиційними методиками [120, 125].

Як вихідні дані приймалися: тривалість опалювального періоду – 4 560 год; ККД (нетто) енергетичних котлів № 1-3 – 0,94; ККД (нетто) нового енергетичного котла № 4 – 0,85; ККД теплового потоку – 0,97; тепловміст свіжої пари для ТГ-3 – $2\,930$ кДж/кг; теплотворна здатність природного газу $36\,600$ кДж/м³; ціни: «промислового» природного газу $1\,010$ грн/тис. м³; газу для населення 686 грн/тис. м³, що відпускається до енергосистеми $0,3625$ грн/(кВт·год); теплової

енергії 147 грн/Гкал (усі ціни з ПДВ); коефіцієнт власних потреб на вироблення теплової енергії 10 %; коефіцієнти використання встановленої потужності: 0,85 – у літній період (варіант 1); 0,9 – в опалювальний період та для ТГ-3 у літній період; коефіцієнт власних потреб на вироблення електроенергії: 0,16 – для варіанту 1; 0,107 – для варіанту 2.

Розрахунок економічної ефективності порівнюваних технічних рішень виконувався без урахування дисконтування, за методом оцінки ефективності інвестицій за простими термінами окупності. Для об'єктів малої енергетики проект, зазвичай, визнається ефективним, якщо простий термін окупності не перевищує 3,5-4 роки [40, 103, 125, 126].

Вибір потужності малої турбіни визначався такими факторами: заданим навантаженням ГВП 0,79 Гкал/год у літній період (ефективне вироблення електричної потужності ~0,435 МВт) і недоцільністю вироблення в опалювальний період більш за 0,87 – 0,89 МВт електричної потужності через неефективну роботу турбіни на частковому навантаженні (менше 50 %) у літній період.

Як видно з таблиці 7.1, після установки ТГ-3 із котлом К-№4, економічна ефективність роботи ТЕЦ помітно підвищиться: питома витрата умовного палива в опалювальний період зменшиться на 0,036 кг у.п./($\text{кВт}\cdot\text{год}$); у літній період – на 0,134 кг у.п./($\text{кВт}\cdot\text{год}$) (робота ТГ-3 замість ТГ-1).

Вибір виробника малої парової турбіни. Як показав аналіз ринку парових турбін малої потужності, кращим для реалізації на Охтирської ТЕЦ виявилася комерційна пропозиція на поставку турбіни К-0,75-0,45 ЗАТ «Енерготех», м. Санкт-Петербург, РФ, з електрогенератором ВАТ «СЄЗ» вартістю ~2500 тис. грн. (станом на 2007 р.) [115, 127].

Потужність турбіни була обрана менше (0,75 МВт), ніж визначено розрахунками (0,89 МВт), з метою економії інвестицій, (збільшення потужності призводить до збільшення кількості ступенів турбіни).

Основні технічні характеристики турбіни К-0,75-0,45 подано в таблиці 7.2. Розрахункові інвестиційні витрати на установку турбіни ТГ-3 типу К-0.75-0.45 складають ~3360 тис. грн, котла К-№4 ~1510 тис. грн.

Таблиця 7.1 – Основні ТЕП покриття теплових та електричних навантажень при розширенні ТЕЦ з установкою нового теплосилового обладнання турбогенератора (ТГ-3) типа ТГ 0,75/0,45, парового котла (К-№ 4) на параметри $P_0 = 0,45$ МПа, $D_0 = 10,0$ т/год

Найменування показника	Варіант 1 (існуючий)				Варіант 2 (розширення ТЕЦ)			
	Опаловальний сезон		Літній сезон		Опаловальний сезон		Літній сезон	
	ТГ-1 (АТ-6)	ТГ-2 (АП-6)	ТГ-1 (АТ-6)	ТГ-1 (АТ-6)	ТГ-1 (АТ-6)	ТГ-2 (АП-6)	ТГ-3	ТГ-3 от К №4
Середня витрата пари на турбину, т/год	38	43	18		38	43	10 (з відб. ТГ-2	5,3
Середня витрата пари з регульованих відборів: на опалення, на виробництво, (на ТГ-3) тиском 0,40 МПа від турбіни ТГ-2, т/год	-	15	-		-	15	-	0,43
Середня витрата пари з вихлопу турбіни на підігрів стійової води в конденсаторі (у бойлері Б-3), т/год	35	23	4,8		35	23	9,7 (на ГВП	4,9 (на ГВП)
Середня електрична потужність турбіни, кВт	5700	5900	2500		5700	5900	890	435
Вироблена теплова потужність, Гкал/год	19	17,6 (5,4+12,2)	2,7		19	12,2	5,4	2,7
Середній тиск на вихлопі турбіни, МПа	0,03	0,03	0,0175		0,03	0,03	0,03	0,0175
Питома витрата умовного палива на вироблення електроенергії, кг.у.д./ (кВт·год)	0,172	0,278	0,574		0,172	0,242		0,43
Витрата природного газу котлами з урахуванням зупинень, тис.м ³	12802	14486	5275		12802	14486		1,969
Вартість природного газу, тис. грн	11063	12519	4730		11063	12519		1478
Виробничі витрати, тис. грн	13276	15649	5439		13276	15649		1700
Вартість електричної енергії, що відпускається в енергосистему, тис. грн	6992	7198	2809		6992	7198	1086	491
Вартість відпущеної теплової енергії, тис. грн	8620	7985	1066		8620	5535	2450	1128
Вартість товарної продукції, С _{тв.} , тис. грн.	15612	15183	3875		15612	7985		1620
Результати фінансової діяльності ТЕЦ, тис. грн	2336	160	-1564		2336	12735	3536	-80
Річна економічна ефективність, Е _{еф.} , тис. грн		931				16268		3501
Простий термін окупності при установці ТГ-3 та котла № 4, Т _{окуп.} , міс.						1265		2570
								22

Основні статті витрат на реалізацію проекту наведено в таблиці 7.3.

Таблиця 7.2 – Основні технічні характеристики парової турбіни К-0,75-0,45

Номінальні параметри				
Параметри пари на вході			Тиск пари за турбіною, МПа	Оберти, об/хв
Тиск пари, МПа	Температура пари, °С	Витрата пари, т/год		
0,45	250	10	0,065	8 000

Таблиця 7.3 – Інвестиційні витрати установки на ТЕЦ турбогенератора ТГ-3, парового котла К-№ 4 із параметрами пари: Р₀=0,45 МПа, D₀=10,0 т/год

Категорія інвестицій		Установка ТГ-3, тис. грн*	Установка К-№ 4, тис. грн
1		2	3
Вартість основного обладнання	Турбіна в комплекті з генератором	2500	-
	Котельного обладнання з урахуванням паропроводів і трубопроводів природного газу	-	700
Трубопроводи і арматура, що не входять у поставку заводу*		30	70
Транспортні витрати (доставка обладнання)		10	25
Електрична частина, КВП і А, електроавтоматика		50	30
Вантажопідйомне обладнання		-	-
Капіталовкладення в обладнання**		2 590	825
Будівельні роботи		30	70
Проектно-кошторисна документація з проектування та встановлення турбогенератора, парогенератора, допоміжного обладнання		130	140
Авторський нагляд проектних організацій за виконанням планових робіт		10	10
Монтажні роботи (зокрема з електротехнічної частини, КВП і А, теплоізоляції)		190	225
Пусконаладжувальні роботи		40	40
Банківські витрати		90	50

Продовження таблиці 7.3

1	2	3
Непередбачені витрати	300	150
УСЬОГО:	3 360	1510

* У цінах 2007 р. (без ПДВ).

** На станції є резервні осередки для підключення генератора.

7.2 Термін окупності та етапи реалізації розширення ТЕЦ

Річна економічна ефективність роботи Охтирської ТЕЦ за варіантом 1 (таблиця 7.1, існуючий варіант) становить 931 тис. грн/рік, за варіантом 2 (установка ТГ-3 і К-№ 4) – 3 501 тис. грн/рік. Отже, річний економічний ефект від установки ТГ-3 з котлом К-№ 4 складе 2 570 тис. грн/рік (завдяки виробленню ТГ-3 додаткової, більш дешевої ніж, у мережі, електроенергії та зменшення втрат теплоти у водойму-охолоджувач). Простий термін окупності проекту складе $\tau = 22$ міс. (таблиця 7.1).

Підвищення ТЕП Охтирської ТЕЦ шляхом установлення парової турбіни малої потужності з котлом було реалізовано у два етапи:

– перший – установлення ТГ-3 потужністю 0,75 МВт, що працює на парі з відбору турбіни АП-6 із тиском 0,45 МПа і температурою 234 °С;

– другий – установлення котла К-4 на параметри $P_e = 0,45$ МПа, $t_e = 250$ °С, паропроductивністю $D_o = 10,0$ т/год для роботи ТГ-3 у літню пору.

Після завершення двох етапів розширення ТЕЦ турбіна К-0.75-0.45 в опалювальний сезон буде живитися паром із виробничого відбору АП-6, у літній – від нового котла. До пуску в експлуатацію парового котла К-№ 4 турбіна К-0.75-0.45 живилася паром із виробничого відбору парової турбіни АП-6.

Простий термін окупності установки ТГ-3 (без К-4) склав $\tau_1 = 17$ міс. (табл. 7.4). Як показує аналіз результатів розрахунку роботи обладнання по 1 етапу розширення ТЕЦ (табл. 7.4), погіршення економічних результатів роботи порівняно з завершеними двома етапами (табл. 7.1, варіант 2) склало:

$2\,570 - 1\,954 = 516$ тис. грн/рік. Отже, установлення котла К-№ 4 (другий етап) окупається за ~ 3 роки.

Таблиця 7.4 – Укрупнені ТЕР покриття теплового та електричного навантажень у літній період при установці ТГ-3 на Охтирській ТЕЦ (без установки котла К-№ 4)

Назва показників	Варіант 3 (розширення ТЕЦ)	
	ТГ-2 (АП-6)	ТГ-3
Середня витрата пари на турбіну, т/год	15	5,3
Середня витрата пари з регульованих відборів: на опалення, на ТГ-3 (тиск 0,4 МПа від ТГ-2), т/год	9,0	0,43 (на ущільнення)
Середня витрата пари з вихлопу турбіни, т/год	5,7	4,9
Середня електрична потужність турбіни, кВт	1 700	435
Вироблена тепла потужність, Гкал/год	–	2,7
Середній тиск на вихлопі турбіни, МПа	0,005	0,0175
Питома витрата умовного палива на вироблення електроенергії, кг у.п./кВт·год	0,298	
Витрата природного газу котлами, тис. м ³	5 172	
Вартість природного газу, тис. грн	3 791	
Виробничі витрати, тис. грн	4 246	
Вартість відпущеної електроенергії, тис. грн	2 033	
Вартість відпущеної теплової енергії, тис. грн	1498	
Вартість товарної продукції, тис. грн	3531	
Фінансовий результат сезону, тис. грн	-715	
Економічний ефект за літній сезон від використання ТГ-3 (таблиця 7.1), тис. грн	$1\,564 - 715 = 849$	
Річна економічна ефективність, тис. грн*	$1\,105 + 849 = 1\,954$	
Простий термін окупності проекту установки ТГ-3, т _п , мес.	17	

* Показники роботи Охтирської ТЕЦ від установки ТГ-3 в опалювальний період відповідають даним таблиці 7.1, тобто економічний ефект складе $1\,265 - 160 = 1\,105$ тис. грн.

Реалізацію проекту установлення на Охтирській ТЕЦ парової конденсаційної турбіни К-0,75-0,45, що живиться з виробничого відбору станційної турбіни АП-6, було розпочато з січня 2008 р. У грудні 2008 р. турбіна К-0,75 надійшла на Охтирську ТЕЦ, у січні 2009 р. було розпочато її монтаж. Першу чергу розширення Охтирської ТЕЦ було завершено до початку літнього сезону 2009 р.

Дані таблиці 7.1 отримані на момент вартості «промислового» природного газу 1 010 грн/тис. м³ та електроенергії в мережі 0,3625 грн/(кВт·год). Розрахунок ТЕП Охтирської ТЕЦ за вартості: «промислового» природного газу 1 300 грн/тис. м³ та електроенергії 0,42 грн/кВт·год показав, що річні витрати дещо перевищують вартість товарної продукції у разі впровадження цього енергоощадного рішення.

Розглянемо технічні та економічні питання реалізації другого етапу впровадження. Вироблення пари для турбіни К-0,75 у літній період передбачалося на встановленому паровому котлі (ст. № 4) продуктивністю 10 т/год пари з тиском ~0,6 МПа. Принципова тепла схема роботи ТЕЦ у літній після реалізації другого етапу енергозбереження подано на рисунку 7.2.

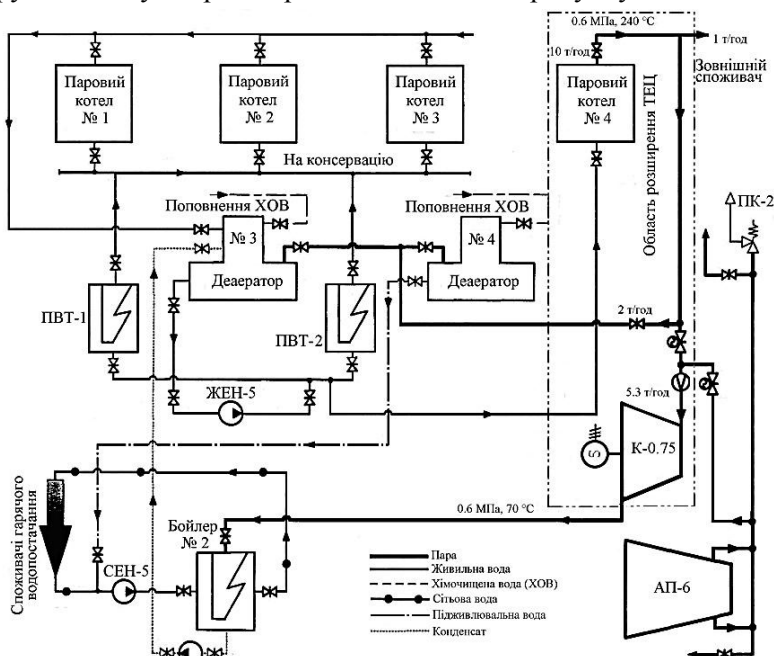


Рисунок 7.2 – Принципова тепла схема Охтирської ТЕЦ у літній період за роботи турбіни К-0,75 і малого парового котла, який може бути встановлений (станційний № 4): ПВТ – підігрівач високого тиску; ЖЕН, СЕН – поживний та сітвий електронасоси

Згідно зі схемою на рисунку 7.1 «гострий» пар із котла № 4 (до 10 т/год) використовується для підігрівання води в деаераторах (2 т/год) з метою консервації котлоагрегатів ТП-35У, для розширення в турбіні К-0,75 (5,3 т/год), а також періодично ~1 т/год пари відпускається зовнішнім споживачам. Установка малого котла дозволяє уникнути надлишків виробництва теплоти, що раніше скидалася в басейн-охолоджувач.

Отже, важливою складовою проекту розширення Охтирської ТЕЦ, що розглядається, є вибір та встановлення малого парового котла для забезпечення ефективної роботи конденсаційної турбіни.

7.3 Технічні пропозиції щодо встановлення малого парового котла, вибір параметрів пари й котлоагрегату

Виробниками котлів і організаціями, які виконують проектні та монтажні роботи з котельного обладнання, були запропоновані такі технічні рішення із підвищення ТЕП Охтирської ТЕЦ у літній період:

1. Розширення діапазону регулювання по витраті пари до 5 т/год раніше встановленого на Охтирській ТЕЦ парового котла ТС-35У при забезпеченні: ККД спалювання газу в котлоагрегаті ~91 % і допустимих екологічних вимог на всіх режимах.

2. Установлення та реконструкція котла ТП-35 з цукрового заводу, під продуктивність 10 т/год на 0,6 МПа перегрітої пари (230 °С), оснащення новим пароперегрівачем та чавунним економайзером.

3. Установлення котлоагрегату продуктивністю 10 т/год перегрітої пари на параметри: 0,6 МПа, 240 °С (температура живильної води 104 °С, ККД котла 92 %, витрата природного газу 890 м³/год), розробки і виробництва АТЗТ «НТП Котлоенергопром». Оснащення котла чавунним економайзером та сучасною автоматикою.

4. Установка котла UNIVERSAL UL-S (виробляє перегріту пару 230 °С, 0,6 МПа), виробник Компанія LOOS INTERNATIONAL.

5. Установка котла МЕ-6,5-14ГМ виробляє насичену пару (виробник МПВФ «Енергетик», м. Монастирище). Котлоагрегат МЕ-6,5-14ГМ призначений для отримання насиченої пари з температурою 194 °С і абсолютним тиском 1,4 МПа, належить до типу двобарабаних водотрубних газошільних котлів із природною циркуляцією [128 – 130]. Передбачена робота на природному газі та мазуті. Котел не потребує спеціального фундаменту для установки. Для отримання перегрітої пари 230 °С встановлено виносний пароперегрівник.

6. Установка двобарабанного котла Е-10-14, що виробляє насичену пару 0,6 МПа, 235 (240) °С, проект та виготовлення котлоагрегату ЗАТ «ХКП Котлоенергопром», м. Харків.

Аналіз представлених пропозицій щодо реалізації проекту установки малого парового котла для Охтирської ТЕЦ спричинив необхідність дослідження низки додаткових економічних і технічних питань, пов'язаних із вибором параметрів пари, вироблюваної котельним агрегатом, особливостями теплової схеми котла.

Вибір параметрів пари, вироблюваної котельним агрегатом. До технічних умов, необхідних для ефективної роботи парової турбіни, в цьому випадку варто зарахувати використання на вході в К-0,75 пари з більш високими параметрами, але близькими до номінальних (розраховані по зимовому режиму). Питомі обсяги пари на вході в турбіну К-0,75, якщо влітку працювати на парі після котла з тиском 1,4 МПа ($\sim 0,15\text{--}0,16 \text{ м}^3/\text{кг}$), а взимку на відбірному парі 0,45 МПа турбіни АП-6 ($\sim 0,6 \text{ м}^3/\text{кг}$), істотно розрізняються.

Особливості роботи котла з тиском пари, який значно відрізняється від номінального.

Функціонування парової турбіни на насиченій парі не рекомендується, як і робота на такому парі котельної установки з зниженому тиском P_k порівняно з номінальним $P_{\text{ном}}$ ($P_k < 0,5 P_{\text{ном}}$) [120]. Це призводить до перевитрати палива і погіршення роботи всієї системи, що споживає пару, оскільки погіршується якість пари (підвищення вологості та вмісту солі). Наявне також «недогрівання» води в економайзері (максимальна температура води після чавунного економайзера має бути на

40 °С, а за наявності автоматизації – на 20 °С нижче температури насичення [131].

Отже, обираючи варіант установки котлоагрегату, варто віддавати перевагу варіанту, що забезпечує виробництво перегрітої пари з номінальним тиском $P_k = 0,6$ МПа (варіант 6) і має значення питомого обсягу пари $0,4 \text{ м}^3/\text{кг}$ не настільки відмінне від номінального ($0,6 \text{ м}^3/\text{кг}$).

Економічну доцільність установки в котлі пароперегрівача (ПП) нескладно підтвердити, оцінивши результати фінансової діяльності ТЕЦ від вироблення турбіною К-0,75 додаткової кількості електроенергії завдяки більш високій початковій температури пари. За даними АТЗТ «НТП Котлоенергопром» строк окупності КЕ-10-МТС становить ~ 3 роки.

Вибір котлоагрегату. Під час вибору оптимального для реалізації технічного рішення перші п'ять, з перерахованих раніше, були відкинуті.

Перший варіант – через труднощі, пов'язані з переглядом основних засобів у договорі оренди комунальної власності («Охтирська ТЕЦ»).

Другий варіант був забракований через малий гарантований термін експлуатації котла без ремонтів, а також у зв'язку з необхідністю у подальшому вкладати більше коштів на підтримку котлоагрегату в належному технічному стані.

Інвестиційні витрати на реалізацію третього і четвертого варіантів істотно перевищують фінансові можливості замовника.

П'ятий варіант установки котлоагрегату програвав останньому, шостому, варіанту за термінами виконання робіт.

Таким чином, для реалізації проекту було обрано варіант установки котлоагрегату Е-6,5-14 (шостий варіант, пропозиція ЗАТ «ХКП Котлоенергопром»). Для більш повного використання можливостей енергоощадження під час установлення парового котла варто розглянути поряд із водяним живильним поверхневим економайзером конденсаційний теплоутилізатор (КТ), що дозволяє проводити глибоке охолодження відхідних продуктів згоряння [40, 131, 132].

7.4 Установка конденсаційного теплоутилізатора

Раніше у науково-технічній літературі не рекомендувалося знижувати температуру відхідних газів нижче 130 – 150 °С через можливу конденсацію з них водяної пари газів у димових трубах теплоджерел [120, 130]. Останнім часом, у зв'язку зі зміною співвідношення цін на природний газ і метал для теплообмінників теплоджерел, що працюють на природному газі, стало економічно вигідним застосовувати системи глибокої утилізації теплоти димових газів [130 – 133]. Провідними дослідницькими організаціями в галузі теплових процесів є: ІТТФ НАН України, м. Київ [134] та інші [135]. Серед найбільш ефективних енергозберігаючих технологій перші місця належать впровадженню конденсаційних теплоутилізаторів (КТ) [134, 135]. За даними [136], установка КТ за паровим котлом ДЕ-10-14 ГМ дозволяє підвищити коефіцієнт використання палива котельні на 8 – 10 % по вищій теплоті згоряння газоподібного палива та отримати відчутний економічний ефект.

Розроблені та застосовуються на практиці КТ різних типів: із контактним (з використанням або кілець Рашига, або з активною насадкою – КТАНов), із контактнo-поверховим, із поверхневим теплообмінниками й ін. Кожне з цих технічних рішень має свої переваги та недоліки, які детально аналізуються у [130].

По простоті конструкції та виготовлення перевагу мають конденсаційні поверхневі теплообмінники. За інтенсивністю теплообміну, компактності, аеродинамічному опору обидва типи теплообмінників (поверхневі та контактні) приблизно рівноцінні. Із погляду екології контактні економайзери мають переваги перед конденсаційними поверхневими теплообмінниками, оскільки забезпечують зменшення шкідливих викидів до атмосфери. За якістю нагрітої води перевага належить поверхневим теплообмінникам, оскільки нагріта вода й гази в них не контактують одна з одним.

Під час розроблення установок для глибокого охолодження відпрацьованих газів необхідно забезпечити роботу в «сухому» режимі зовнішніх газоходів і димової труби, вирішити питання

можливості використання конденсату димових газів у системі теплопостачання котельні.

Теплову схему застосування КТ із контактним теплообмінником для підвищення ефективності використання природного газу в енергоустановках показано на рисунку 7.3.

Продукти згоряння природного газу після котла (1) проходять пароперегрівник (2), водяний економайзер (3), охолоджуються до температури $120 - 130^{\circ}\text{C}$ потім розділяються на два потоки. Приблизно $70 - 80\%$ газів по головному газоходу (5) надходить до КТ (6) поверхневого типу, решта – у байпасний газохід (4).

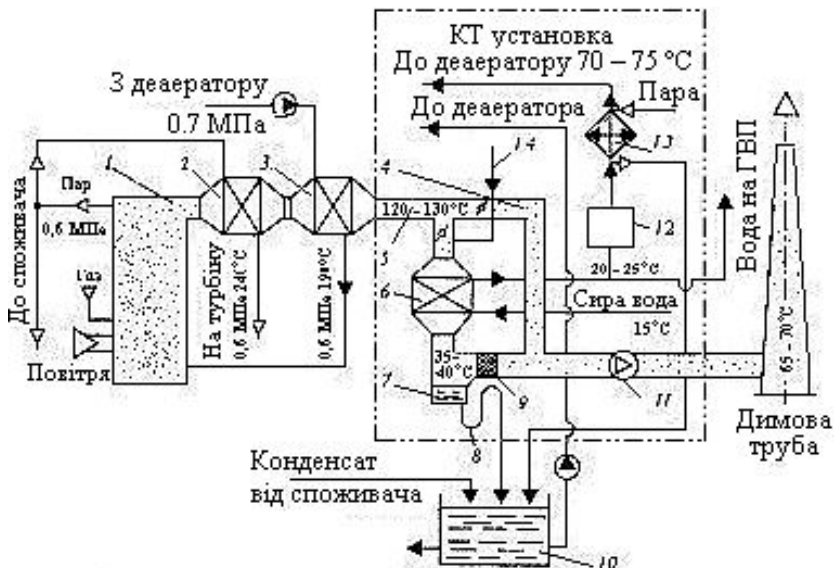


Рисунок 7.3 – Приклад застосування поверхневого теплообмінника для підвищення ефективності використання палива в котельній установці: 1 – котел; 2 – пароперегрівач; 3 – водяной економайзер; 4 – байпасний газохід; 5 – головний газохід; 6 – конденсацийний теплоутилизатор; 7 – збірник конденсату; 8 – гідравлічний затвор; 9 – краплевіддільник; 10 – конденсатний бак; 11 – димосос; 12 – система хімводоочищення; 13 – кожухотрубний теплообмінник; 14 – випар

У КТ (6) продукти згоряння охолоджуються сирою водою до 35–40 °С. Відбувається конденсація частини, що міститься в них, водяної пари (~60–70 %), яка дозволяє корисно використати як фізичну теплоту димових газів, так і приховану теплоту конденсації. Охолоджені продукти згоряння після крапле віддільника (9) змішуються з неохолодженими продуктами згоряння, що надходять по байпасному газоходу (4) і за температури 65–70 °С відводяться димососом (11) через димову трубу до атмосфери. Підігріта в КТ (6) вода послідовно проходить через систему хімоводоочищення (12), кожухотрубний теплообмінник (13), термічний деаератор, водяний економайзер (3) і подається на підживлення в паровий котел (1). Визначено [130], що рН конденсату становить 3,5–4,3, у багатьох випадках можна обійтися без хімоводоочищення. Для підігріву води в деаераторі використовувати регенеративну схему турбіни [137, 138].

Конденсат, вилучений з продуктів згоряння, через гідравлічний затвор 8 надходить до збірку (7) і відводиться в збірний конденсаційний бак (11). Подача по трубопроводу (14) випару деаератора в газохід до теплообмінника-утилізатора (6) дозволяє додатково інтенсифікувати теплообмін за рахунок конденсації випару і зрошування поверхні теплообмінника.

Для перевірки відсутності конденсації пари димових газів після переведення парового котла на роботу з глибоким охолодженням продуктів згоряння (до 65–70 °С) зазвичай проводиться розрахунок режиму роботи димової труби [130].

У разі використання КТ технології на Охтирській ТЕЦ тільки в літній період (після установки малого котла) ці розрахунки можна не проводити, оскільки температури зовнішнього повітря в цей період високі та ймовірність охолодження газів у димовій трубі до точки роси (50–55 °С) дуже мала.

Економія від застосування КТ. Виграш від застосування КТ при роботі джерела тепла на природному газі складається: із власне економії палива (досягає 5 – 8 %), економії на водопідготовці (при спалюванні $A_v = 22,4 \text{ м}^3$ природного газу утворюється $m_{n20} = 36 \text{ кг}$ конденсату), економії електроенергії на

власні потреби (димосос) завдяки зменшенню обсягу димових газів, скорочення викидів NO_x (на $\sim 30\%$ [130]).

Для газового котла (ККД $\eta_k = 0,92$) продуктивністю ~ 10 т/год пари з тиском 0,6 МПа і температурою 240 °С маємо витрату природного газу $G_r \approx 750$ м³/год. За ціни «промислового» газу $c_{гп} = 1296$ грн/тис. м³, газу «для населення» $c_{гн} = 796$ грн/тис. м³ (його частка 70 %) економія $\Delta G_r = 6\%$ палива при спалюванні дозволить зберегти $\sim 42,6$ грн/год.

Кількість конденсату з димових газів у разі застосування КТ з урахуванням частки газів $d_{гкт} = 60\%$, що проходять через утилізатор, і ефективності вилучення парів води $\eta_{вн20} = 70\%$ складе

$$m_{кн20} = d_{гкт} \eta_{вн20} G_r m_{н20}/A_v = 0,6 \cdot 0,7 \cdot 0,89 \cdot 36/22,4 \approx 0,54 \text{ т/год.}$$

При собівартості конденсату $c_{кн20} = 8$ грн/т, економія від вилучення його у разі застосування КТ складе 4,3 грн/рік.

Згідно з [133] зниження споживання потужності димососа при випробуваннях КТ для котла ДЕ-10-14 склало 0,56 кВт, вартість зекономленої електроенергії $\sim 0,25$ грн/год.

Питома допустима величина викидів NO_x під час установлення нового котлоагрегату, що працює на природному газі, в Україні не повинна перевищувати 135 мг/м³ (100 ppm). Обсяг димових газів V_r під час спалювання 750 м³ природного газу складе ~ 5 тис. м³. Норматив грошового збору за викиди NO_x в Україні $c_{NOx} = 189,84$ грн/т. За умови, що годинні фактичні питомі викиди NO_x $M_{ф\text{ BBA. } NOx}$ не перевищують норматив $M_{л\text{ BBA. } NOx} = 500$ мг/м³ [116], зменшення цих викидів на 29 % призведе до наступної зміни годинної оплати за шкідливі викиди до атмосфери $\Delta C_{BBA. NOx}$ від стаціонарного джерела [136] з урахуванням індексації $k_{інд} = 1,116$ та коефіцієнта 2,373.

$$\Delta C_{BBA. NOx} = V_r k_{нас} c_{NOx} [M_{л\text{ BBA. } NOx} k_{ф} + k_{п} (M_{ф\text{ BBA. } NOx} - M_{л\text{ BBA. } NOx})] \cdot 2,373 \cdot k_{інд} = 5000 \cdot 1 \cdot 0,18984 \cdot 0,135/1000 \cdot 0,29 \cdot 1 \cdot 2,373 \cdot 1,116 = 0,10 \text{ грн/год,}$$

де $k_{нас}$ – коригувальний коефіцієнт, що враховує чисельність населення (для Охтирської ТЕЦ, яка розташована в м. Охтирка з населенням < 100 тис. мешканців, $k_{нас} = 1,0$), $k_{ф}$ – коригувальний коефіцієнт, що враховує господарське значення населеного

пункту ($k_{\phi}=1,0$), k_{π} – коригувальний коефіцієнт, що враховує перевищення норм понад ліміт, якщо шкідливі викиди перевищують ліміт ($M_{\phi \text{ BBA. } i} - M_{\text{л BBA. } i} > 0$) $k_{\pi} = 5$, в іншому випадку $k_{\pi} = 0$ (у цьому випадку $k_{\pi} = 0$).

Подані результати розрахунку економії від застосування КТ показують, що внесок від економії палива (42,6 грн/год) значно перевищує інші складові (5; 0,25 та 0,1 грн/год). Виграш від застосування КТ для розглянутого котла складе ~47,3 грн/год. Річний прибуток від глибокої утилізації теплоти димових газів (~238 тис. грн.) зі збільшенням ціни природного газу буде тільки зростати.

Проект утилізації теплоти димових газів від малого парового котла (№ 4 на рисунку 7.2), доцільно реалізувати у вигляді окремої установки та використовувати і в зимовий період, спрямовуючи туди частину димових газів від котлів ТП-35У.

Вартість реалізації системи глибокої утилізації теплоти димових газів «під ключ» для котла продуктивністю 10 Гкал/год складало ~20 тис. USD [136]. За вартості проекту КТ «під ключ» для Охтирської ТЕЦ ~200 тис. грн його простий термін окупності складе ~1 рік.

Отже, у сучасних умовах, коли можливості обладнання енерговузла з виробництва пари, електроенергії та відпуску теплоти часто розбалансовані, ефективним енергозберігаючим рішенням для малих ТЕЦ, що працюють з виробничим відбором і покривають опалювальні навантаження, може стати установка на парі з цього відбору малої парової конденсаційної турбіни.

Підтвердженням можуть бути подані розрахунки ефективності покриття теплових та електричних навантажень Охтирською ТЕЦ при розширенні теплоцентралі шляхом установки нового теплосилового обладнання: конденсаційної турбіни К-0,75-0,45 потужністю 0,45–0,75 МВт і парового котла К-№ 4 на параметри $P_o = 0,45$ МПа, $t_e = 250$ °С, паропроductивністю $D_o = 10,0$ т/год. Економічний ефект досягається завдяки збільшенню вироблення електроенергії, використання для підігрівання сітьової води теплоносія з більш низькими параметрами, зменшення (ліквідації після установки

котла К-№ 4) скидання теплоти у водойму-охолоджувач у літній період.

За вартості природного газу на той час для промислових споживачів 1 010 грн/тис. м³, для комунальних – 686 грн/тис. м³, вартості електричної енергії, що відпускається Охтирською ТЕЦ до мережі 36,25 коп/(кВт·год), теплоти – споживачам 147 грн/Гкал, отримані ТЕП свідчать про ефективність та окупність впровадження цього енергозберігаючого заходу.

Незважаючи на те, що ні в промисловості, ні в комунальному господарстві конденсаційні утилізатори теплоти димових газів поки не знайшли широкого застосування, його установка на Охтирській ТЕЦ є перспективним енергозберігаючим заходом, який може окупитися за ~1 рік шляхом економії ~5 – 8 % витрати природного газу.

ЧАСТИНА III КОГЕНЕРАЦІЯ В КОМУНАЛЬНІЙ ЕНЕРГЕТИЦІ

8 ЕНЕРГОГЕНЕРУВАЛЬНІ УСТАНОВКИ КОМУНАЛЬНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

8.1 Когенерація і енергозбереження в комунальній енергетиці

Когенерація – процес спільного вироблення теплової та електричної енергії (фактично ідеальна форма забезпечення енергією з погляду безпеки енергопостачання). Раніше, зокрема й в радянській технічній літературі, був поширений термін «теплофікація» – централізоване тепlopостачання на базі комбінованого виробництва електроенергії та тепла на теплових електричних станціях (ТЕС) – теплоелектростанціях. Когенерація – більш загальне поняття, що припускає використання всіх можливих втрат теплової енергії.

На сьогодні підходи до реалізації когенераційних установок широко використовуються в малій енергетиці (міні-ТЕЦ, MicroCHP) [139–144]. Основними передумовами є:

- тепло, що генерується для опалення, використовується в близькості від місця отримання, що дозволяє економити на будівництві та експлуатації багатокілометрових теплотрас;

- електроенергія використовується здебільшого в місці отримання без накладних витрат постачальників енергії, тому його вартість для виробника буде меншою, ніж у енергії з мережі. Виробник отримує енергетичну незалежність від збоїв в електропостачанні.

Крім цього джерело енергії дозволяє здійснювати як автономну, так і синхронну роботу з енергосистемою (брак компенсується з мережі, а надлишки можуть бути реалізовані зовнішнім споживачам).

Забезпечення стабільного електропостачання опалювальних котелень – важливе техніко-економічне завдання, яке вирішується за допомогою міні-ТЕЦ. Зрозуміло, що знезтрумлення котелень викличе не тільки перебої у виробленні

теплової енергії для населення або виробничого споживача, але і розхолодження систем, вихід із ладу дорогих елементів технологічного процесу. Для надійного функціонування допоміжного обладнання необхідна безперебійність постачання котельні електричною енергією, що може бути забезпечено завдяки додатковому виробництву енергії в режимі когенерації.

Переваги і потенціал впровадження систем когенерації [40, 145].

Порівняння ефективності когенерації за окремим виробництвом електроенергії та тепла для типових значень ККД наведено в таблиці 4.3 [40, 146, 147].

Нагадуємо, що поява на вітчизняному ринку енергетичних установок малої потужності з непоганими техніко-економічними показниками відкриває можливість реалізації комбінованого виробництва тепла та електроенергії. Наприклад, питома витрата палива на вироблення електроенергії при реалізації міні-ТЕЦ із застосуванням парових протитискових турбін малої потужності, на базі парових промислових і промислово-опалювальних котелень, у середньому становить 160–180 г у.п./($\text{кВт} \cdot \text{год}$). Ці показники значно краще, ніж на потужних енергетичних установках (по Україні 360–380 г у.п./($\text{кВт} \cdot \text{год}$)), що свідчить про конкурентоспроможність малої енергетики та необхідність впровадження турбін малої потужності [40, 148, 149].

Вибір теплових схем і складу устаткування при створенні міні-ТЕЦ визначається режимами виробництва теплоти котельнями та їх техніко-економічними показниками: графіками навантажень, характеристиками обладнання, рівнем передбачуваних капітальних вкладень та інше.

Проведемо аналіз газо- і паротурбінних двигунів малої потужності, що випускаються та застосовуються під час створення нових міні-ТЕЦ й розширенні існуючих опалювальних котелень із метою переведення їх у режим когенерації. Для цього розглянемо основні характеристик та особливості двигунів різного типу, що використовуються для підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР).

8.2 Паротурбінні установки

Протитискові парові турбіни. У котельнях України встановлено котли, тиск пари в яких 1,2–1,5 МПа. Велика частина з них типу ДКВР продуктивністю від 6,5 до 25 т/год пари на тиск 1,3–1,4 МПа. Пар, що виробляється котлами (насичений або перегрітий), перш ніж поступити до споживача, дроселюється в редуційно-охолоджувальних установках (РОУ) від 1,2 – 1,5 до 0,3–0,5 МПа, потенційна енергія тиску безповоротно втрачається.

Якщо паралельно з РОУ встановити турбогенератор з протитисковою турбіною і подати до неї пар, що проходив раніше через РОУ, то можна завдяки використанню потенційної енергії пари виробити додатково електроенергію, кількість якої залежить від витрати пари і його параметрів після котлів. Водночас загальна витрата палива зросте не більше, ніж на 10–15 % у порівнянні з базовим варіантом, тобто при використанні до установки турбіни. У той же час питома витрата палива на вироблення електроенергії зменшиться, приблизно в 2 рази. У разі планового або аварійного зупину турбіни на ремонт котельня продовжить працювати, дроселюючи пару у РОУ, як і до установки турбіни [80, 81].

Якщо перевести котельню в міні-ТЕЦ, то доцільно використовувати турбіни протитискового типу, пара із яких подається на підігрівання мережної води [51, 82, 83, 150]. У літній період за відсутності опалювального навантаження, коли котел та турбіна не експлуатуються, необхідний пошук раціональних техніко-технологічних рішень для використання діючого енергетичного обладнання у економічною і соціальною метою [84 – 86]. Отже, якщо застосувати додатковий контур з низькокиплячим робочим тілом (описується нижче), то теплоту із вихлопу протитискових турбіни можна передавати у цей контур й виробляти електроенергію [87]. Подібний контур також можна застосувати під час скидання низькопотенційної пари або гарячої води після технологічного процесу на промислових підприємствах.

Використання пари більш низьких параметрів можливо у разі застосування турбін м'ятої пари або турбін декількох

тисків. Для турбін м'ятої пари потрібна постійна, достатньо велика, витрата відпрацьованої пари та рівномірне надходження її від парових турбін. Однак значні зміни витрати пари будуть викликати коливання потужності турбіни. Зазначені причини призводять до додавання частини високого тиску, яка отримує пар від котельні установки під час відсутності або недостатнього надходження м'ятої пари. Така машина має назву турбіни двох тисків. Разом із тим варіант застосування цих двох видів турбін, що забезпечують загальний ефективний ККД цього циклу, не більше 40 % за відносно високих питомих капітальних витратах, розглядати недоцільно, крім випадків, що мають цільову спрямованість.

Шляхом використання малих турбін для вже наявного в котельні обладнання вартість 1 кВт установленної потужності «під ключ» складе від 1 000 дол. США до 1 500 дол. США залежно від потужності та типу турбіни, що в два і більше рази менше, ніж за будівництва нової ТЕЦ. Собівартість електроенергії, що виробляється міні-ТЕЦ (особливо при установці турбін із протитиском) може бути значно (у кілька разів) нижче, ніж роздрібна вартість електроенергії на енергоринку. Окрім безпосередньої економічної вигоди від отримання більш дешевої електроенергії, за переведення котелень у міні-ТЕЦ підвищується надійність забезпечення електроенергією (турбогенератори можуть працювати паралельно з електричною мережею). Об'єкти, на яких установлюються турбоустановки з генераторами, стають повністю або частково незалежними від енергоринку, що змушує виробників електричної та теплової енергії підвищувати якість послуг, що надаються.

У разі надбудови діючої котельні мініблоком, відповідної потужності, доцільно розглянути потенційний ринок України з використання паротурбінних установок малої потужності (0,5–4,0 МВт, у деяких випадках і більше) у комунальному секторі господарства [151].

Теплова схема мініелектростанції, де паралельно РОУ встановлена парова протитискова турбіна, для забезпечення виробництва електричної енергії, що зменшує витрати

підприємства на придбання електроенергії від мережі (див. рисунок 4.4).

Там само подано схему потоків теплової та електричної енергії на парових опалювальних котельнях, що переведені в розряд міні-ТЕЦ (рисунок 4.5).

За відсутності електроенергетичної надбудови котельня виробляє в основному циклі теплову енергію з витратою палива. Втрати визначаються значенням ККД котла (у трубопроводах і у споживача в основному циклі до теплоспоживання). Визначення ефективності електроенергетичної надбудови здійснюється за умови, що споживач отримує таку саме кількість тепла, як за відсутності надбудови.

Під час вироблення електричної потужності, потрібне додаткове паливо, яке також спалюється з ККД котла. У цьому випадку можуть спостерігатися невеликі додаткові втрати енергії у вигляді витоків тепла в трубопроводах підведення пари до турбогенератора та відведення його при повітряному охолодженні генератора ці втрати мають бути покриті додатковою витратою палива.

Основні загальні характеристики турбін на водяній парі подано в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1 – Загальні характеристики турбін на водяній парі

Потужність одиначної машини	0,5–50 МВт та вище
Загальний ККД	до 80 %
Відношення тепло : електроенергія	3:1 – 8:1
Паливо, що використовується	Будь-яке
<i>Переваги</i>	<i>Недоліки</i>
Робота на будь-якому паливі. Найвища одиначна потужність. Широка лінійка потужностей. Солідний ресурс.	Висока інертність (тривалий період запуску). Висока вартість. Виробництво тепла переважає над електроенергією. Складний та дорогий капітальний ремонт. Високий нижній поріг ефективного застосування.

Детальний аналіз парових турбін малої потужності, їх характеристики та можливості використання у когенераційних технологія розглянуто раніше (розділ 4).

Парові гвинтові турбіни. Гвинтова парова турбіна – компактний двигун об'ємного типу, що містить ведучий і ведений вали (ротори) шнекового типу. При їхньому обертанні утворюється V-подібна робоча камера, обсяг якої залежить тільки від кута обертання, завдяки енергії розширення робочого тіла. Синхронізація обертання валів у протилежних напрямках здійснюється шестернями зв'язку за типом гвинтових насосів, компресорів (рисунок 8.1).

Потужність двигуна за стабільної швидкості обертання вихідного валу регулюється зміною витрати робочого тіла.



Рисунок 8.1 –
Зачеплення гвинтів енергетика» (м. Москва) випущений
паро-гвинтової турбіни

В Україні парові гвинтові турбіни не виробляються. У Російській Федерації є кілька виробників парових гвинтових турбін [152]. Відомості про використання гвинтових машин як парових розширювачів за кордоном відсутні [152–155].

У 1998 році ЗАТ «Мала незалежна енергетика» (м. Москва) випущений пілотний зразок парової гвинтової турбіни – ПВМ-250 потужністю 250 кВт [156, 157]. Перші три ПВМ працювали як приводи сітьових насосів на ЦТП одного з московських підприємств. Машини другого і третього покоління пройшли тривалі випробування в режимі турбогенератора на московському заводі бетонно-керамічних виробів «Бекерон» [157].

Проектування і випуск парових гвинтових турбін освоїло і ТОВ «ВМ-Енергія» (м. Уфа). У 2004 р. змонтована виготовлена на замовлення ВАТ «Расвський цукровий завод» (п. Расвський, Республіка Башкортостан) гвинтова енергетична машина ПВМ-2000АГ з максимальною потужністю асинхронного генератора 800 кВт [155].

Основні технічні характеристики гвинтових турбін подано в таблиці 8.2.

Таблиця 8.2 – Технічні характеристики базових моделей парових гвинтових турбін

Характеристика	ЗАТ «Мала незалежна енергетика»	ЗАТ «Еко-Енергетика», ПГ «Генерація»	
	ПВМ-250	ПВМ-500 (АВІР-0,5)	ПВМ-1000 (АВІР-1,0)
Діаметри (зовнішні) гвинтів, мм	–	250	315
Робоче середовище	водяна пара	водяна пара	водяна пара (насичена)
Параметри пари:			
– тиск на вході, МПа	0,9–1,4	0,8–1,6	0,8–1,6
– температура на вході, °С	не вище 194	170–250	170–250 (194) (< 468)
– тиск на виході, МПа	0,1–0,45	0,2–0,6	0,1–0,6
– температура на виході, °С	–	100–158	120–158 (120) (не більше 393)
Масова витрата пари, т/ч	6,0–9,0	6,0–12,0	18,0
Частота обертів провідного ротора, об/хв	3 000	6 000	6 000
Частота обертів вихідного валу, об/хв	1 500	3 000	3 000
Потужність на вихідному валу, МВт	0,2–0,25	0,2–0,5	не менше 1,0
Внутрішній відносний ККД турбіни, %	65–70	65–70	67–70
Напруга / частота току, В/Гц	380 / 50		
Габаритні розміри (Д×Ш×В), мм	2 850×750×1 200	1200×700×840	2 420×1 300×1 440 (2 250×820×600)
Маса, кг	2 500	860	3 500 (2 000)
Масильна система		циркуляційна під тиском від масляного насосу	
Масло, що використовується		турбінне Тп-46 ГОСТ 9972-74	
Рівень шуму, dBA		не більше 80*	95*
Ресурс міжремонтний, рік (год)	більш 5 років (50 000)	3	(30 000)

* У діапазоні частот 31,5–8000 Гц усереднені по чотирьох точках вимірювання, розташовані в горизонтальній площині на висоті 1 м і на відстані 1 м від поверхні установки.

Парова гвинтова турбіна застосовуються в тих же випадках, що і парові осьові турбіни з протитиском для комбінованого вироблення теплової та електричної енергії. Детально конструктивні особливості гвинтових турбін подано у [152].

На сучасній стадії розвитку і поширення гвинтових парових турбін різні виробники реалізують різну стратегію просування машин на ринок.

Фахівці ЗАТ «Мала незалежна енергетика» з метою власних потреб теплогерела більше ніж 250 кВт рекомендують встановлювати кілька ПВМ-250 у паралель [156, 157]. Надбудова котельні групою з чотирьох ПВМ-250 дозволить виробляти до 1 МВт електричної потужності під час опалювального сезону. У разі зниження теплового навантаження можна зупинити «зайві» агрегати, експлуатуючи ПВМ у діапазоні, близькому до номінального робочого режиму. За установлення одиничного лопаткового агрегату потужністю 1 МВт, тільки 1–2 місяці на рік турбогенератор буде працювати в режимі, близькому до номінального.

У разі зниження теплового навантаження (зменшенні виробництва і витрати пари), ефективність роботи турбогенератора буде знижуватися, а за досягнення рівня 30 %, подальша експлуатація буде неможливою [157]. Під час роботи міні-ТЕЦ у паралель з електричною мережею установка декількох машин призведе до нереального для реалізації терміну окупності проекту 6–8 років.

Менеджери ЗАТ «Еко-Енергетика» просувають на ринку машину АВПр-1, оскільки згідно з маркетинговими дослідженнями потужність 1 000 кВт найбільш задовольняє попиту на ринку енергоустановок малої потужності [157, 158]. Собівартості машин 200, 1 000, 2 000 МВт близькі, тому під час вибору потужності компанія також орієнтувалася на оптимальну собівартість 1 кВт·год електроенергії і реальні терміни окупності.

Установка використовується за температури довкілля 5–45 °С.

Що стосується реалізації електричних схем, то вони однакові за реконструкції котельні в міні-ТЕЦ і не залежать від

типу розширювальної машини, яка встановлюється для приводу генератора (осьова або гвинтова турбіна).

Техніко-економічні характеристики міні-ТЕЦ із АВІР-1,0:

- питомі капіталовкладення ~400–500 USD/кВт;
- термін виконання реконструкції котелень із переведенням у режим міні-ТЕЦ – 1,5–2 роки;
- вибрана потужність турбіни дозволяє гнучко вибудовувати схеми утилізації пари, мати резерв для пікових навантажень, враховувати сезонні графіки.

Компанія ЗАТ «Еко-Енергетика» розробляє і створює лінійку агрегатів в діапазоні потужностей від 200 до 2 000 кВт (таблиця 8.3).

Таблиця 8.3 – Технічні характеристики гвинтових турбін ЗАТ «Еко-Енергетика»

Електрична потужність, кВт	Параметри пари на вході/ виході		Витрата пари, т/год	Частота обертання валу, об/хв	Діаметр роторів, мм	Габарити, м (Д × Ш × В)
	Тиск, МПа	Температура, °С				
200	1,3/0,53	194/150	8,5	3 000	250	1,2×0,73×0,44
400	1,3/0,53	194/150	17	6 000	250	1,2×0,73×0,44
1 000	1,4/0,22	280/130	18,6	3 000	400	1,92×1,17×0,79
1 400	1,6/0,65	300/220	40	3 000	400	1,92×1,17×0,79
2 000	1,4/0,22	280/130	37	3 000	500	2,4×1,47×0,99
2 800	1,6/0,65	300/220	80	3 000	500	2,4×1,47×0,99

Випадіння вологи в процесі розширення пари в гвинтовій машині створює менше проблем, ніж в осьовій турбіні, де волого-парова ерозія може призводити до руйнування лопаток. У гвинтовій машині волога, що випадає, має і позитивний бік, тому що спричиняє захаращення щілин, збільшення опору при протіканнях пари через зазори в робочих органах і відповідно до зростання ККД. А якщо врахувати такі властивості гвинтової машини, як простота конструкції, високі надійність і довговічність роботи, то застосування гвинтового розширювача у складі енергетичного модуля виявляється цілком раціональним і практично виправданим.

8.3 Газотурбінні установки

Реалізація газотурбінних установок (ГТУ) зі скиданням вихлопних газів ГТУ в існуючий паровий чи водогрівальний котел існуючих комунальних котелень дозволяє реалізувати ГТУ ТЕЦ. Широке поширення ГТУ ТЕЦ для забезпечення електроенергією та теплом міст отримали на території Російської Федерації, що пов'язано з наявністю великої кількості родовищ природного газу. Привабливою особливістю ГТУ ТЕЦ є те, що вони орієнтовані на автономне енергопостачання районів і найкраще враховують особливості споживачів.

Основне завдання ГТУ ТЕЦ – забезпечити надійне постачання тепло- та електроенергією невеликих міст і окремих житлових мікрорайонів великих міст. На території міст застосування енергогенерувальних установок можливе лише у разі спалювання низькоемісійних видів палив, що зменшує витрати на очищення відхідних димових газів. Електростанції із застосуванням ГТУ мають низку переваг порівняно з традиційними електростанціями, а саме:

- високі початкові параметри газотурбінного циклу в поєднанні з використанням тепла вихлопних газів для виробництва гарячої води, що дозволяє підняти ККД енергоустановки на 10–15 % в порівнянні з традиційними енергоблоками та знижує витрати на основну складову собівартості тепло- та електроенергії – паливо;

- завдяки компактності установки скорочуються обсяги капітального будівництва і вартість спорудження електростанції (приблизно на 25 %);

- розміри майданчика ГТУ ТЕЦ дають можливість наблизити її до споживача, скоротити комунікації – тепло- та електричні мережі, знизити капіталовкладення і втрати при передачі енергії;

- низькі питомі викиди забруднювальних речовин обумовлені не тільки тим, що ГТУ працюють на природному газі, а й ефективним використанням тепла, що виділяється при згорянні, а також технологією спалювання палива.

Газотурбінний цикл майже не потребує використання води – звідси мінімальний вплив на водний басейн.

Під час створення ГТУ ТЕЦ системно вирішуються питання зниження вартості будівництва та собівартості виробництва енергії, а також мінімізації впливу на навколишнє середовище. Швидка окупність проекту робить привабливим будівництво малих електростанцій з газотурбінними установками для інвесторів.

Газотурбінні електростанції з комбінованим виробленням електричної та теплової енергії (ГТЕСК). Завдяки утилізації тепла газів, у цьому циклі з температурою від 370 до 530 °С, з'являється можливість генерування теплової енергії у вигляді гарячої води на теплопостачання будівель житлового, соціально-культурного та виробничого призначення.

Порівняно з ГТЕС капітальні витрати на спорудження таких електростанцій зростають на 30–40 % шляхом установлення теплообмінників-утилізаторів і устаткування системи теплопостачання. Оскільки в цьому випадку електрична потужність станції не змінюється, питомі капвкладення на встановлений 1 кВт зростають. Теплова потужність когенераційного циклу на 55–60 % зазвичай вище електричної, що і визначає більшу ефективність ГТЕСК порівняно з ГТЕС.

У проекті реалізації ГТУ ТЕЦ використовуються традиційні технічні рішення, що широко застосовуються в схемах ТЕЦ з паротурбінними установками. Сутність цих рішень зводиться до досягнення максимальної надійності теплопостачання споживачів. Із цією метою додатково до обладнання ГТЕСК встановлюються водогрівальні котли з необхідним допоміжним обладнанням. Потужність водогрівальних котлів має бути приблизно такою самою, як утилізаційних теплообмінників.

Широке поширення в енергетиці набули схеми парогазових установок (ПГУ), у яких тепло відхідних газів газової турбіни утилізуються в парогенераторах у вигляді пари, що надходить у парові турбіни для вироблення електроенергії.

Основна енергія йде на виробництво електроенергії. Застосування парогазових технологій в теплоенергетиці, з одного боку, перспективно, оскільки частка природного газу – ідеального палива для ГТУ – у паливному балансі складає

більше за 60 %. Проте з другого боку істотним обмеженням є залежність ПЕР країни, зокрема, України від розрахункового газу, тобто природного газу.

Найпростіша теплова схема ГТУ ТЕЦ і відповідна їй схема теплових потоків наведені на рисунку 8.2. Утилізація теплоти вихідних газів ГТУ реалізується в котлі утилізаторі (КУ), завдяки чому тепло вихлопу корисно використовується для вироблення теплоти споживачам.

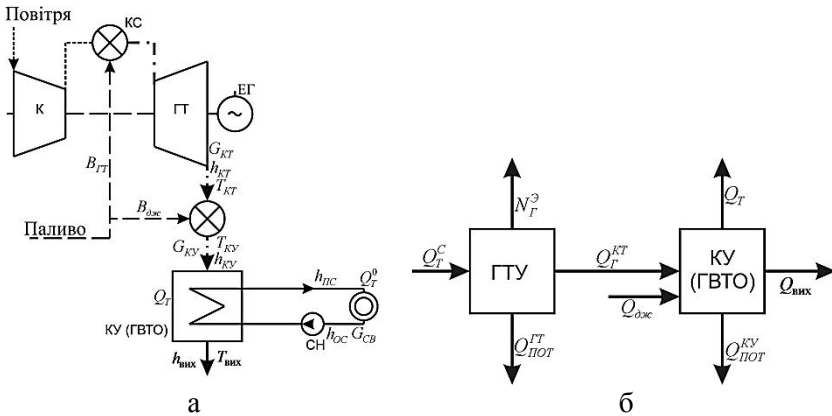


Рисунок 8.2 – Найпростіша теплова схема (а) та схема теплових потоків (б) ГТУ ТЕЦ

Можливі режими роботи ГТУ ТЕЦ із допалюванням палива в середовищі вихідних газів ГТУ для підвищення теплового навантаження ТЕЦ, стабілізації параметрів пари, що генерується та ін.

Під час проектування ГТУ ТЕЦ прагнуть отримати можливо найнижчу температуру відхідних газів КУ $T_{вх}$, на рівні 80 – 100 °С з урахуванням точки роси. Повна утилізація теплоти Q_T^{KT} технічно нездійснена.

Коефіцієнт ефективності утилізації теплоти в КУ $\beta_{ут}$ (режим без допалювання) збільшується при підвищенні температури вихлопних газів ГТУ $T_{КТ}$ та зниженні температури відхідних газів КУ $T_{вх}$, змінюючись у межах 0,7–0,9. Під час

аналізування показників ГТУ ТЕЦ використовується також коефіцієнт втрати теплоти з вихідними газами ГТУ β_{KT} .

Із літературних джерел відомо, що коефіцієнт β_{KT} практично не залежить від типу ГТУ. На нього мало впливають початкові параметри газів перед газовими турбінами. Він збільшується, насамперед, коли температура зовнішнього повітря стає вище 0 °С.

За аналогією з ПТУ вводиться поняття частки теплоти від зовнішнього споживача відносно теплоти спалюваного палива. Величину β_T можна оцінити за допомогою коефіцієнтів β_{YT} та β_{KT} .

На рівні з параметрами газів на вході та виході КУ (ГВТО) ГТУ ТЕЦ основним параметром, який впливає на величину β_T , є температура зовнішнього повітря $T_{зп}$. Великі значення β_T пов'язані як з підвищенням $T_{зп}$, так і зростанням температури вихідних газів ГТУ відповідно до їхньої конструктивної схеми та початкових параметрів газів.

Загальна витрата палива на ГТУ ТЕЦ визначається з урахуванням його допалювання в середовищі вихідних газів ГТУ перед КУ. Порівняно з ККД виробництва електроенергії ГТУ в автономному режимі аналогічний ККД для ГТУ ТЕЦ зростає на 30 – 50 % залежно від значення β_T .

Основні загальні характеристики газових турбін наведено в таблиці 8.4.

Таблиця 8.4 – Основні загальні характеристики газових турбін

Потужність одиначної машини	0,25–50 МВт та вище
1	2
Загальний ККД	65–87 %
Відношення тепло : електроенергія	1,5:1 – 5:1
Паливо, що використовується	Газ, біогаз, гас, дизельне паливо

Продовження таблиці 8.4

1	2
<i>Переваги</i>	<i>Недоліки</i>
Відсутність водяної системи охолодження. Гнучкість у виборі палива. Низька емісія шкідливих речовин. Робота установки на декількох видах палива. Ресурс 40–60 тис. робочих годин. Велика можлива одинична потужність.	Нижній поріг ефективного застосування (від 5 МВт електроенергії). Продуктивність нижче, ніж у поршневих двигунів. Високий рівень шуму. Потрібна підготовка палива (очищення, осушення, компресія). Низька ефективність за неповного завантаження. Тривалий період запуску (0,5–2 години). Складний і дорогий капітальний ремонт. Ціна капремонту складає всього 30–40 % від початкових вкладень.

ГТУ ТЕЦ – це окремий випадок більш загальної схеми – парогазової ТЕЦ. На ГТУ ТЕЦ відсутнє виробництво електроенергії на базі утилізації теплоти вихідних газів ГТУ, більш актуальний варіант – ПГУ ТЕЦ.

8.4 Парогазові установки

Об'єднання паротурбінної та газотурбінної установок загальним технологічним циклом є одним із найбільш ефективних засобів значного підвищення економічності тепло- і електрогенерувальних об'єктів на органічному паливі. Зазначені вище особливості ПТУ та ГТУ дозволяють істотно підвищити термодинамічний ККД циклу за виробництва електроенергії шляхом об'єднання в одній ПГУ високотемпературного підведення (у ГТУ) і низькотемпературного відводу тепла (у конденсаторі парової турбіни).

Гази, що відпрацювали в турбіні, подаються в енергетичний паровий котел (ЕПК) або котел-утилізатор, де генерується і перегрівається пара, що надходить потім у парову турбіну. Електричний генератор, що вона обертає, за незмінної витраті палива в камері згоряння ГТУ збільшує в ПГУ вироблення

електроенергії в 1,5 рази порівняно з ПТУ такої саме потужності.

ККД (брутто) кращих сучасних ПГУ, який наразі отриманий вже реально, становить 58 – 60 %. Застосування схем ПГУ актуально для підприємств хімічної, нафтопереробної, целюлозно-паперової, вугільної промисловості з метою утилізації низькокалорійних попутних газів або газів, одержуваних у результаті хімічних реакцій, а також у житлово-комунальному господарстві, тому що генерувальні об'єкти знаходяться в безпосередній близькості від споживачів.

Перевагою скидних ПГУ є можливість використання двох видів палива: високоякісного рідкого чи газоподібного в газовому контурі та низькоякісного рідкого або твердого палива в паровому контурі. Частка низькоякісного палива значна і досягає 70 – 75 %. В умовах усе зростаючого дефіциту високоякісних палив ця перевага скидних ПГУ з низьконапірним парогенератором (НПГ) набуває особливого значення. ПГУ скидного типу характеризується високою економічністю і при роботі на часткових навантаженнях. Для цього їхнє управління організоване так, що зменшення потужності здійснюється завдяки паровому контуру за незмінного режиму роботи газового контуру.

На більшості малих ТЕЦ встановлено парові котли, спроектовані на такі значення вихідних параметрів: тиск 40 кг/см^2 , температура 440°C . На виході з газової турбіни температура становить $370\text{--}530^\circ\text{C}$, що дозволяє говорити про можливість реалізації ПГУ зі скиданням вихлопних газів ГТУ в існуючий паровий котел. Принципова тепла схема подібної скидної ПГУ подано на рисунку 8.3.

Обґрунтування ефективності роботи ПГУ ТЕЦ засновується на використанні основних положень теорії теплових електростанцій та узагальненої схеми теплових потоків (рисунк 8.4), у яких повинні враховуватися особливості технологічного процесу та можливість допалювання палива в КУ.

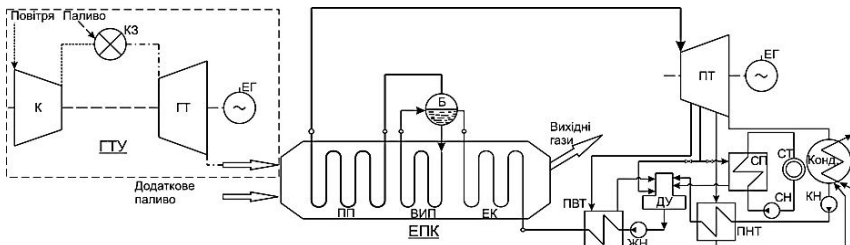


Рисунок 8.3 – Принципова теплова схема ПГУ зі скидом вихлопних газів ГТУ в ЕПК: К – компресор; КС – камера згоряння;

ГТ – газова турбіна; ПН – живильний насос; К – конденсатор; КН – конденсаційний насос; РП – регенеративний підігрівач; СП – сітвовий підігрівач; СН – сітвовий насос; СТ – споживач теплоти; ДУ – деаераційна установка; ПТ – парова турбіна; ЕПК – енергетичний паровий котел; ЕГ – електричний генератор; ЕК – економайзер; Б – барабан котла; ВСП – випарник; ПП – пароперегрівник; – повітря; ---- – природний газ; ———— – живильна вода; -.-.-.- – димові гази

Теплове навантаження ПГУ ТЕЦ може бути забезпечено двома елементами теплової схеми: котлом-утилізатором (КУ) та паротурбінною установкою (ПТУ). Залежно від розподілу між цими елементами частки теплоти, що відпускається, змінюється електрична потужність ПТУ і, як наслідок, аналогічна потужність всієї ПГУ ТЕЦ.

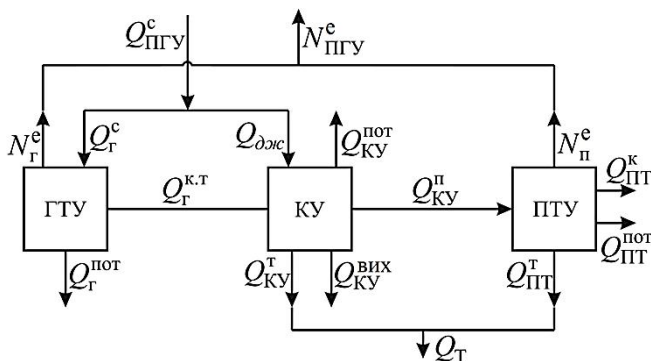


Рисунок 8.4 – Узагальнена схема теплових потоків ПГУ ТЕЦ

Коефіцієнт відносної потужності ПГУ помітно впливає на всі показники теплової економічності ПГУ ТЕЦ. Із збільшенням частки теплоти, яка відпускається від КУ (зі зростанням частки КУ в покритті теплового навантаження ПГУ ТЕЦ) і частки теплоти, яка відпускається зовнішньому споживачеві, по відношенню до теплоти палива, що спалюється в ГТУ, зменшується електрична потужність ПТУ і зростає коефіцієнт відносної потужності ПГУ ($N_r^e / N_{пгу}^e$). Для ГТУ ТЕЦ цей коефіцієнт постійний та дорівнює одиниці.

Використання ПГУ ТЕЦ дозволить підвищити ефективність спалювання природного газу та успішно конкурувати за квоти на нього. Найближчим часом, враховуючи тенденції зміни вартості природного газу і те, що більшість котелень знаходиться на території населених пунктів, доцільно реалізовувати бінарні установки.

Застосування протитискових турбін дозволить уникнути застосування градирень, знизити річні витрати природного газу, уникнути використання циркуляційної води, підвищити енергетичні та екологічні показники енергогенерувальних об'єктів, звільнити місце для напівпікових по теплу теплофікаційних ГТУ. Потужність останніх може дорівнювати величині зниження потужності парових турбін у зимовий час порівняно з літнім для повного використання створеної електричної інфраструктури.

Потужність парових блоків ПТУ+ГТУ буде зростати у міру настання холодів на противагу в турбіни з відборами пари, компенсуючи зниження потужності останніх. Через високу добову нерівномірність електроспоживання комунально-побутового сектора, яка зростає саме в зимовий час, ГТУ можуть використовуватися в напівпіковій частині графіка електричних навантажень із зупинкою на ніч. Також в електродефіцитних районах можливе встановлення додаткових циліндрів на вихлопах протитискових турбін ТЕЦ, які могли б «забирати» теплове навантаження (наприклад, у денний час) вихлопу з відповідним збільшенням (конденсаційної) потужності станцій, здатної брати участь у регулюванні

електричної потужності Об'єднаний енергетичній системі (ОЕС) України.

8.5 Газопоршневі двигуни

Останнім часом альтернативою застосування ГТУ стають газопоршнєві двигуни (ГПД). Ключовою перевагою газопоршневих електростанцій є гнучкість паливних режимів. Можливість швидкого пуску в експлуатацію робить такі електростанції ефективним джерелом електроенергії для покриття пікових навантажень.

Газопоршневі двигуни, як і ГТУ, використовуються для комбінованого виробництва теплової та електричної енергії (рисунок 8.5). У процесі виробництва електроенергії газопоршневими електростанціями утворюється напрацьоване тепло різної температури. Тепло від мастила двигуна, водяної сорочки двигуна і водяних контурів охолодження надувного повітря може використовуватися для централізованого теплопостачання.

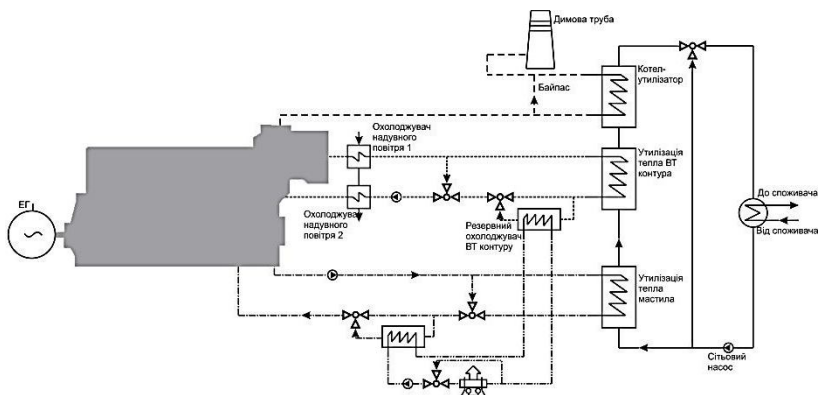


Рисунок 8.5 – Принципова теплова схема ГПД ТЕЦ:

- – водяна рубашка двигуна + охолоджувач надувного повітря 1 та 2; — — — — – відпрацьовані гази ГПД;
 ————— – вода системи центрального опалення;
 ■■■■■■ – мастило ГПД; ■■■■ – резервне охолодження

Як наслідок, можливість використання ГПД для одержання декількох форм корисної енергії шляхом когенерації та тригенерації [159]. Схема теплових потоків наведена на рисунку 8.6.

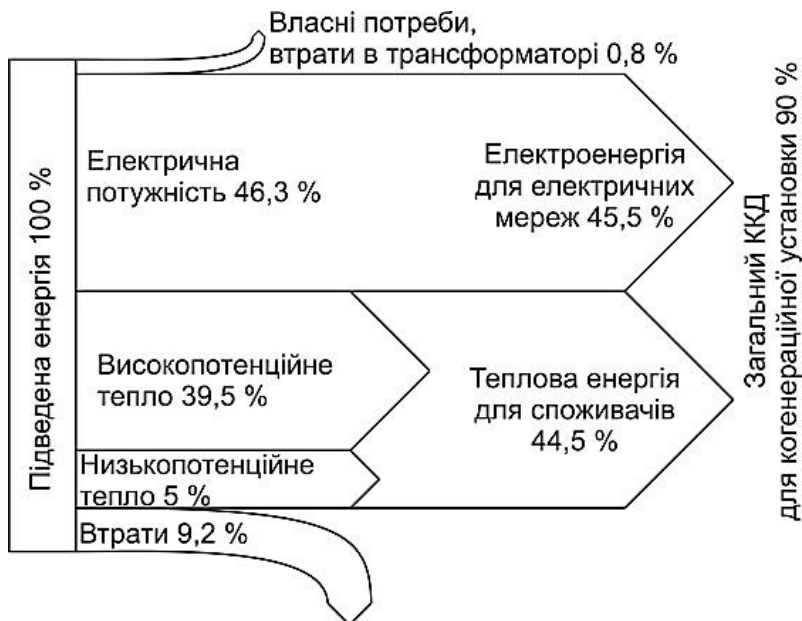


Рисунок 8.6 – Схема потоків енергії ГПД ТЕЦ

Для відповідності екологічним вимогам у газопоршневих електростанціях лише іноді потрібна установка каталізаторів вихлопних газів. Висота димової труби для газопоршневих електростанцій визначається рівнем вмісту гранично допустимих концентрацій (ГДК) у навколишньому середовищі та рівнем шкідливих складових емісій самої газопоршневої електростанції, який достатньо низький, адже основне паливо – це газ, не виділяє при згорянні практично ніяких шкідливих речовин [160].

Основні загальні характеристики газопоршневих двигунів подано в таблиці 8.5.

Таблиця 8.5 – Основні загальні характеристики газопоршневих двигунів

Потужність одиначної машини (займання від стиснення / іскри)	0,2–20 МВт / 0,003–6 МВт
Загальний ККД	70–92 %
Відношення тепло : електроенергія	0,5:1–3:1 (займання від стиснення) 1:1–3:1 (займання від іскри)
Паливо, що використовується	газ, біогаз, гас, дизельне паливо; газ, біогаз, гас
<i>Переваги</i>	<i>Недоліки</i>
Найвища продуктивність. Ефективна робота при малому навантаженні (від 50 % до 100 %). Відносно низький рівень початкових інвестицій за 1 кВт. Широка лінійка моделей за вихідної потужності (від 3 кВт). Можливість автономної роботи. Експлуатаційна гнучкість залежно від зміни потреби в теплової та електричної енергії. Швидкий запуск (від 15 с, газових турбін потрібно 0,5 – 2 год). Переважання виробництва електроенергії. Малі розміри – низькі інвестиційні витрати. Робота з малим тиском газу (нижче 1 бара). Відносно простий капітальний ремонт. Ресурс 40–60 тис. робочих годин. Можливість кластеризації (паралельна робота декількох установок). Утилізація тепла, що відходить для широкого спектру застосування. Економічність завдяки утилізації тепла: відпрацьованих газів двигуна, охолоджувальної води двигуна, мастила двигуна, надувного повітря.	Якщо тепло не використовується, то потрібне охолодження. Високий рівень (низькочастотного) шуму. Високе співвідношення вага / вихідна потужність. Відносно мала потужність одиначної машини. Заміна вкладишів, за регламентом, повинна проводитися через 30 тис. годин. Вартість капітального ремонту може досягати 70 – 90 % від початкової вартості.

8.6 Турбіни на низькокиплячих робочих тілах

Підвищення ефективності використання вторинних енергетичних ресурсів. Збільшення вартості органічного палива, його транспортування і, відповідно, підвищення відпускних цін на електричну та теплову енергію надає особливого значення використанню теплових витрат енерготехнологій, зокрема, вторинних енергетичних ресурсів малого потенціалу.

Традиційно, якщо температура ВЕР за вище 200–250 °С, можливе застосування контуру з включенням котла-утилізатора і турбіни на водяній парі за більш низьких температур застосування такого контуру малоефективно.

В останнє десятиліття активно розвивається напрямок використання ВЕР для вироблення електроенергії на основі застосування турбоустановок на низькокиплячих робочих тілах (НРТ). У цих установках реалізується так званий органічний цикл Ренкіна (ORC – organic Rankine cycle) і утилізуються ВЕР, що мають температуру 80–600 °С (охолоджувальна вода, вихлоп протитискових турбін та ін.). Цій температури достатньо для реалізації турбін на низькокиплячих робочих тілах, дозволених до застосування (силіконове масло, ISCEON MO29; фреони R-134a; R-404a; R-406a; R-407c; R-410a; пентан; бутан та ін.) НРТ вибирається залежно від параметрів теплового джерела. У найближчі 7–10 років за допомогою сучасних технологій використання ВЕР можна на рік заощадити 0,6 млн т у. п. органічного палива [161–169].

Найбільш важливим моментом під час створення устаткування, що працює за ORC-технологією, є вибір низькокиплячого робочого тіла в контурі. Робоче тіло, що обирається для енергетичної установки повинно мати відповідні хімічні, фізичні та експлуатаційні властивості при заданих умовах роботи. Воно має бути стабільним, негорючим, вибухобезпечним, нетоксичним, не мати екологічний вплив на навколишнє середовище, руйнуючи озоновий шар або створюючи парниковий ефект. Мати хороші теплофізичні властивості, забезпечуючи максимум роботи за низьких параметрів теплоносія, замерзати за достатньо низьких негативних температур, що важливо для кліматичних умов

України, бути інертним щодо конструкційних матеріалів і дешевим. Бажано вибирати робоче тіло з більш низьким коефіцієнтом динамічної в'язкості, що забезпечує зменшення гідравлічних втрат, і з більш високим коефіцієнтом теплопровідності, що покращує умови теплообміну.

Невисокі параметри відпрацьованих робочих тіл енергетичних та інших установок спричиняють пошук низькокиплячих робочих тіл з негативною кривизною правої прикордонної кривої в t,s -діаграмі. Іншими словами, процес розширення в турбіні повинен закінчуватися в області перегрітої пари, що виключає ерозію лопаток і не вимагає перегріву пари перед турбіною. У цьому випадку використання води та водяної пари призводить до погіршення термодинамічних показників і до різкого збільшення габаритів паротурбінних установок, що істотно підвищує їхню вартість [170].

Однією з галузей застосування таких турбін є міні-ТЕЦ. Пара з протитискових турбіни подається на підігрів мережної води [84–86]. У літній період за відсутності опалювального навантаження (котел і турбіна не працюють) доцільно застосувати контур із НРТ, де робоче тіло використовується одна з низькокиплячих речовин, зокрема бутан.

Перетворення низькопотенціальної теплової енергії в механічну і далі в електричну відбувається в замкненому бутановому контурі, який містить у своєму складі парогенератор (випарник) бутану, бутанову турбіну з електрогенератором, конденсатор бутану, насосне та допоміжне обладнання (рис. 8.7). Під час установки бутанового контуру на вихлопі турбіни Р-6 його орієнтовна потужність складає 1 500 кВт [170, 171].

Реалізація такої теплової схеми дозволить упродовж року подвоїти вироблення електроенергії, тому що в літній період парова турбіна працює на номінальному навантаженні та додатково експлуатується бутановий контур.

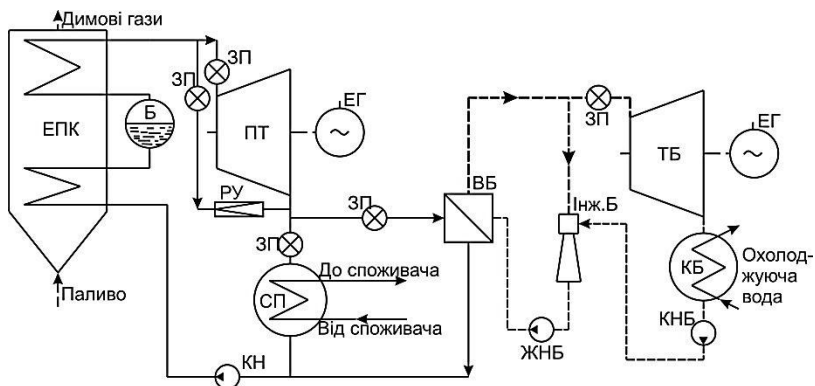


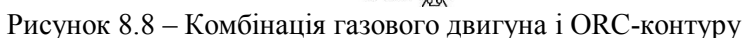
Рисунок 8.7 – Принципова теплова схема паротурбінної установки з бутанових контуром:

ЗП – запірний пристрій; КН – конденсаційний насос; ДУ – деаераційна установка; ЖН – живильний насос; ЕПК – енергетичний паровий котел; Б – барабан парового котла; ПТ – парова турбіна; ЕГ – електричний генератор; РУ – редукційна установка; СП – сітвовий підігрівач; ВБ – випарник бутану; ТБ – турбіна бутанова; Инж.Б – інжектор бутану; КБ – конденсатор бутану; КНБ – конденсаційний насос бутану; ЖНБ – живильний насос бутану;

— — — — — паливо; ————— — живильна вода;
 - . - . - . - димові гази; — — — — — бутанова контур

Можливо також застосування контуру з НРТ з метою корисного використання вихлопу ГПД за відсутності чи частковому тепlopостачанні. Застосування технології ORC на газопоршневих енергоблоках дозволяє підвищити ККД установки на 5 %. Система ORC, що утилізує теплоту двигуна, робить більш привабливими проекти децентралізованого енергопостачання з використанням природного газу, газу смітєвих звалищ та інших видів горючих газу.

Комбінація газових двигунів і технології ORC (рисунок 8.8) дозволяє електростанціям підвищити виробництво електроенергії без додаткового споживання палива та підвищення рівня емісії.



Таблиця 8.6 – Потужність ORC-циклу залежно від потужності двигуна за даними GE Jenbacher [160]

Параметри	«Середній»	«Великий»
Потужність двигуна	1–1,5 МВт	3 МВт
Паливо	Біогаз, синтезгаз, природний газ	Природний газ
Потужність в ORC-циклі	110–140 кВт	300–370 кВт
Збільшення ККД	> 4 %	> 5 %

Основні загальні характеристики турбін на низькокиплячих робочих тілах подано в таблиці 8.7.

Таблиця 8.7 – Характеристики турбін на низькокиплячих робочих тілах

Потужність одиначної машини	0,20–10,0 МВт
Загальний ККД	до 85 %
Паливо, що використовується	Будь-яке
<i>Переваги</i>	<i>Недоліки</i>
<p>Дозволяє створити компактну малогабаритну турбіну зі звичайних матеріалів.</p> <p>Об'ємна витрата теплоносія через останню сходинку, наприклад, у разі застосування бутану замість водяної пари зменшується на два порядки. У фреоновому контурі відсутня вакуумна система видалення повітря.</p> <p>Турбіни на НРТ потужністю менше 1,5 МВт мають більш високий внутрішній ККД ($\eta_{oi} = 0,85$ [172, 173]), порівняно з турбінами на водяній парі тієї ж потужності ($\eta_{oi} = 0,75$).</p> <p>Завдяки застосуванню більш низьких температур конденсації пари в ОРС-циклі вдається знімати більше енергії [172].</p> <p>Відсутність стояночної корозії і ерозійного зносу лопаток крапельної вологою [172].</p> <p>Висока щільність НРТ дозволяє застосувати повітряний конденсатор.</p> <p>Немає необхідності у водопідготовці, немає втрат при дегазації води, що подається, демінералізації, а підготовка НРТ вимагає менших витрат.</p> <p>Турбіна на НРТ ефективно працює в більшому, ніж турбіна на водяній парі, діапазоні часткових навантажень практично без зниження ККД [173].</p> <p>Проста процедура запуску і експлуатації.</p>	<p>Недоліком органічного робочого тіла для турбоустановки (бутану, пентану та інші фреонів і їх сумішей) є його вибухонебезпечність у разі з'єднання з киснем повітря, проте цей недолік навчилися долати за рахунок спеціальних коштів, широко застосовуються в конструкції і під час експлуатації газових компресорів і турбодетандерів [173]</p>

Турбодетандери під час вирішення завдань енергозбереження. Велика кількість потенційної енергії тиску стиснених газів і пари безповоротно втрачається на редукторах і регуляторах тиску на газорозподільних станціях (ГРС) і газорозподільних пунктах (ГРП) у газовій промисловості, за різних технологічних процесів у хімічній та інших галузях промисловості, у комунально-побутовому господарстві та ін.

Специфічною особливістю технологічного процесу ГРС є використання процесу редуціювання газу, тобто зниження його тиску від тиску в магістральному газопроводі (5,5–7,5 МПа) до тиску в мережі безпосереднього споживача газу (0,3–0,6 МПа). Таке зниження тиску зазвичай реалізується в результаті дроселювання газу, що звичайно сильно спрощує технологічну схему ГРС, але одночасно робить її неекономічною, оскільки енергія стисненого газу в цьому випадку не використовується.

Отже використання енергії, що виділяється при зниженні тиску газу в розширювальній турбіні на ГРС, для її власних потреб, є актуальною проблемою, оскільки дозволяє отримувати таку енергію з незначною собівартістю. Як відомо, використання цієї енергії можливо в таких розширювальних пристроях, як, наприклад, турбодетандери [174].

Таким чином, для покриття власних електричних потреб ГРС доцільно використовувати електроагрегати з розширювальними турбінами (РТ), оскільки:

- потужність утилізаційних енергозберігаючих турбогенераторних установок до – 12 000 кВт (на магістральних газопроводах) і до 1 000 кВт (безпосередньо поблизу споживача) залежно від об'єму газу, що використовується;

- робота РТ органічно вписується в технологічний процес редуціювання газу на ГРС;

- для роботи РТ може бути потрібна невелика кількість газу, що не вплине на режим роботи ГРС.

Наразі в європейських країнах велика увага приділяється створенню автономних локальних джерел електричної енергії на природному газі для газорозподільних станцій. Виконуються техніко-економічні аналізи вибору оптимальних типів автономних локальних джерел електричної енергії на природному газі для електрозабезпечення газорозподільних станцій магістральних газопроводів, на основі використання розширювальних турбін.

Техніко-економічні дослідження показали, що існує реальна можливість створення висококомпактних турбінних установок потужністю від 5 до 30 кВт з електричним ККД $\approx 70\text{--}75\%$ при витраті газу не більше 0,35 кг/с з розширювальною турбіною та високооборотним електрогенератором. Зокрема, політехнічний

інститут (м. С.-Петербург, Росія) розробив нові технічні рішення маловитратних турбін, газодинамічних підшипників, високооборотних електрогенераторів, які дозволяють розробити та виготовити дослі́дний зразок і розпочати модельні випробування [175–177].

Сьогодні Українська компанія ПАТ «Турбогаз» виробляє утилізаційні турбодетандерні установки власної розробки різної потужності: 8 кВт, 300 кВт, 500 кВт, 1 МВт, 2,5 МВт; 4 МВт; 5 МВт; 6 МВт; 8 МВт; 12 МВт для вхідного тиску газу до 7,5 МПа і з витратою газу 0,05–6 млн $\text{м}^3/\text{добу}$ [178].

Існують різні теплові схеми підключення турбодетандерних установок до ГРС із зовнішнім і автономним джерелом тепла, зокрема, об'єднанні з газотурбінною електростанцією та інші [178–185]). Загальна схема підключення розширювальної турбіни подана на рисунку 8.9.

Згідно з тепловою схемою установки з розширювальною турбіною (рисунок 8.9) для отримання корисної потужності на валу турбіни використовується енергія газу, що відходить від магістрального трубопроводу. Перед подачею в турбіну (1) робоче тіло попередньо підігрівається в теплообмінному апараті (5). Далі до проточної частини газ проходить через вхідний пристрій, газову турбіну, вихідний пристрій і викидається в газопровід низького тиску (0,3–0,6 МПа). Механічна потужність газової турбіни використовується для отримання електричної потужності за допомогою синхронного електрогенератора (2). При необхідності є охолоджувач (4) для забезпечення необхідної температури газу на виході з турбіни.

На виході з турбіни температура газу може бути нижче точки роси. У цьому випадку можливе обмерзання проточної частини, яке призводить до зміни прохідних перетинів, підвищення тиску за проточною частиною турбіни, відривам і пульсаціям тиску та швидкості потоку, до різкого падіння ККД та потужності газової турбіни як наслідку можливого випадання гідратів. Цю проблему можна вирішити шляхом підігрівання газу перед подачею в розширювальну турбіну в спеціальному підігрівачі (5).

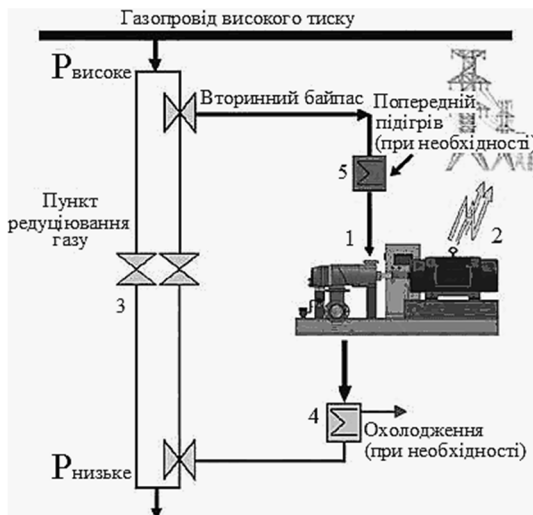


Рисунок 8.9 – Загальна схема підключення турбодетандера для газорозподільних станцій: 1 – розширювальна турбіна, 2 – високооборотний електрогенератор, 3 – редукувальний пристрій, 4 – охолоджувач газу, 5 – підігрівач газу

У таблиці 8.8, як приклад, подані основні характеристики турбодетандерних генераторів виробництва ТОВ «Інтех ГмбХ».

Таблиця 8.8 – Турбодетандери ТОВ «Інтех ГмбХ»

Показник	Характеристики		
Продуктивність об'ємна по газу, м ³ /год	3 000	9 000	15 000
Тиск газу на вході, бар (абс.)	3,0	3,0	3,0
Тиск газу на виході, бар (абс.)	1,5	1,5	1,5
Температура газу на вході, °C	15	15	15
Температура підігрітого газу, °C	43	43	43
Температура газу на виході, °C	15	15	15
Ефективність, %	60	60	60
Продуктивність масова по газу, кг/год	2,162	6,486	10,811
Ступінь розширення	2,00	2,00	2,00
Вимоги до підігріву, БТЕ/год	125,1	375,4	625,6
Розрахункова потужність, кВт	34	102	169
Електроенергія, що виробляється	380 В / 3 ф / 50 Гц		

Отже, застосування турбодетандерів дозволяє виробляти електричну енергію та частково покривати власні потреби завдяки використанню перепаду тиску природного газу ГРС та ГРП, установлених на опалювальних котельнях міста.

У кожному окремому випадку необхідно робити індивідуальний аналіз.

8.7 Критерії вибору раціонального рішення

Правильний вибір електрогенерувальних установок (ЕГУ) для об'єкта дослідження – необхідна умова його успішної експлуатації. Під час проектування ЕГУ вибирають, виходячи з вимог його якісного функціонування та найменших витрат на аналізований об'єкт. Однак через деякі причини це не завжди забезпечує високу ефективність експлуатації обраної установки.

На вибір типу та схеми енергоустановки впливає велика кількість різних факторів, а саме:

- 1) технічна можливість установки обладнання:
 - а. наявність і можливість використання тих чи інших паливних ресурсів;
 - б. особливості існуючої інфраструктури (нове будівництво або модернізація);
 - в. надійність обладнання;
 - г. великі періоди середніх і капітальних ремонтів;
 - д. мінімальні витрати на техобслуговування і витратні матеріали;
 - е. максимальне завантаження протягом року;
- 2) фінансово-економічна доцільність установки обладнання:
 - а. мінімальний термін окупності капіталовкладень;
 - б. отримання максимуму прибутку;
 - в. оптимальні обсяг, джерела та способи фінансування (покупка, оренда, лізинг);
- 3) екологічні показники:
 - а. кліматичне і географічне положення розглядуваного об'єкта;
 - б. мінімум викидів шкідливих речовин;
 - в. нешкідливість на експлуатаційний персонал;

4) експлуатаційні показники:

- а. проста процедура запуску і зупинки;
- б. легкість контролю основних показників установки;

5) організаційні питання:

- а. під час установки когенератора буде потрібно значне збільшення споживання палива (необхідно виділення лімітів);
- б. зв'язок між підрозділами, що беруть участь у розробленні та реалізації проекту.

Ці вимоги взаємопов'язані між собою і повинні враховуватися на всіх стадіях розробки проекту. Важливу роль відіграє вибір критерію, на підставі якого здійснюється вибір раціонального технічного рішення.

Для України, економіка якої належить до перехідних, як критерій вибору зазвичай використовується простий термін окупності, оскільки важко прогнозувати зміну курсових характеристик за використання інших критеріїв, дія яких поширюється (розраховується) на більш тривалий період часу.

Простий термін окупності проекту характеризує період часу, протягом якого інвестиції на проект окупляться отриманим економічним ефектом. Ефективність інвестицій характеризує економічну доцільність реалізації проекту та визначається зіставленням у грошовому вираженні одержуваного результату (ефекту) з витратами. Під час оцінювання ефективності інвестицій найбільш розроблені та часто застосовуються два методичних підходи: витратний і дохідний.

Витратний підхід до оцінки ефективності інвестицій застосовувався у вітчизняній практиці в доперебудовний період. Оскільки основним мотивом функціонування та розвитку підприємства в умовах ринку є отримання доходу, сучасна практика техніко-економічних розрахунків звузила сферу застосування витратних методів, зосередивши увагу на розробці та використанні методів, в основі яких лежить оцінка прибутковості проектів.

Останніми роками відбулися істотні перетворення в економіці країни (приватизація та акціонування власності, скорочення бюджетного фінансування капітального будівництва, зміна структури джерел фінансування

інвестиційної діяльності, формування оптового і споживчих ринків енергії та потужності).

Як наслідок, суттєво змінилася методична база та облік умов при оцінці ефективності інвестицій, зокрема:

- розширилася сфера використання індивідуальних нормативів ефективності інвестицій. Збільшення складу учасників інвестиційного процесу вимагає врахування інтересів усіх інвесторів під час оцінювання ефективності проектів і відмови від нормативу ефективності капітальних вкладень, що задавався державою;

- регулятором норми дисконту в нових умовах є не експертно обґрунтований норматив ефективності капітальних вкладень, а реальні процентні ставки по депозитах і кредитах банків;

- у техніко-економічних розрахунках враховується вартість не тільки фінансових, а й природних ресурсів у вигляді плати за землю, воду, екологічних платежів, а також виплата податків, що посилює умови відбору проектів;

- бажання залучити іноземні інвестиції зумовило використання у вітчизняній практиці методик оцінки ефективності інвестицій, зрозумілих іноземним інвесторам, що забезпечують можливість порівняння альтернатив інвестування капіталу в українські та закордонні проекти.

Наразі вітчизняна практика проведення техніко-економічних розрахунків керується «Методичними рекомендаціями з оцінки ефективності інвестиційних проектів та їх відбору для фінансування», на базі яких в електроенергетиці розроблені «Практичні рекомендації по оцінці ефективності інвестиційних проектів та бізнес-планів в електроенергетиці». Зазначені нормативні документи ґрунтуються на методології міжнародної практики, і узгоджуються з методами, запропонованими UNIDO (United Nations Industrial Development Organization) у «Керівництві з оцінки ефективності інвестицій».

Основними параметрами, що впливають на вибір технічного рішення, що забезпечує когенерацію на котельні, є:

– наявність на джерелі надлишкових парогенерувальних потужностей або відпускання пари споживачам після дроселювання;

– вартість 1 кВт установленої потужності під час реалізації кожного з розглянутих рішень;

– максимальна величина електричної потужності, споживана на джерелі;

– умовна ціна і вид споживаного палива;

– ціна електричної енергії в мережі;

– величина завантаження джерела з відпускання теплоти на протязі року;

– забезпеченість теплогенерувальними потужностями.

Із попереднього аналізу зрозуміло, що під час порівняння кількості теплоти, що відпускається, і теплових потужностей, установлених на розглянутих котельнях, потреба в установці додаткових теплогенерувальних потужностей відсутня. Застосування автономних енергоджерел із комбінованим виробництвом електричної та теплової енергії забезпечує певний енергетичний резерв у централізованій системі.

Під час вирішення завдань енергозбереження на енергетичних об'єктах комунального господарства необхідно зазначити такі переваги впровадження когенераційних підходів виробництва енергії:

– когенерація підвищує надійність і стабільність енергопостачання споживачів;

– у споживача не виникає організаційних, фінансових або технічних труднощів під час зростання потужностей підприємства, оскільки не знадобиться прокладання нових ліній електропередач, будівництво нових трансформаторних підстанцій, перекладка теплотрас і т. д.;

– збільшення ефективності використання палива завдяки більш високому ККД;

– зниження шкідливих викидів в атмосферу порівняно з роздільним виробництвом тепла та електроенергії;

– зменшення витрат на передачу електроенергії. Когенераційні установки малої потужності розміщуються в безпосередній близькості від споживача теплової та електричної енергії, втрати в мережах зводяться до мінімуму;

- забезпечення власних потреб котельні в електроенергії;
- отримання додаткового прибутку від реалізації надлишків електричної енергії споживачам.

Реалізація принципів когенерації може здійснюватися як малими, так і великими частками. Цим підтримується тісний взаємозв'язок між генерацією та споживанням енергії, забезпечуються всі енергетичні потреби, які завжди супроводжують економічне зростання.

9 ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ГАЗОТУРБІННИХ ТА ГАЗОПОРШНЕВИХ УСТАНОВОК ДЛЯ МІНІ-ТЕЦ

9.1 Виробники та розробники газотурбінних установок

Одним із найбільш перспективних напрямків розвитку малої енергетики (із технічного, економічного та екологічного погляду) є переобладнання діючих районних котельень у газотурбінні або газопоршневі міні-ТЕЦ, що забезпечить:

- меншу витрату палива на виробництво теплової енергії;
- виробництво електроенергії у безпосередній близькості до споживача;

- зменшить електричну складову у вартості теплової енергії та викиди шкідливих речовин до атмосфери.

Про це свідчать світові тенденції впровадження когенераційних установок. ГТУ(ГПД)-технології стають основою подальшого розвитку енергетики та активно впроваджуються в Японії, Англії, Німеччині, Італії, Росії, США. Розглянемо можливість упровадження ГТУ та ГПД відповідно до електричної потужності обраних для дослідження котельень.

Сьогодні машинобудівні підприємства світу розробили низку газотурбінних енергетичних установок із високими техніко-економічними показниками, та охоплюють потужності від 0,010 до 150 МВт.

Провідні фірми виробники: БАТ «Мотор-Січ»; ДП НПКГ «Зоря»–«Машпроект»; БАТ «Авиадвигатель»; Компанія «Президент-Нева» Энергетический центр»; БАТ «ГИПРОНИИАВИАПРОМ»; БАТ «НПП «Аэросила»; ТОВ «Азиатские Газовые Технологии»; НПФ «Недрапроект»; Ansaldo Energia; FlexEnergy; Capstone Turbine Corporation; Centrax Ltd.; GE Energy; Hitachi Ltd.; Kawasaki Heavy Industries Ltd.; MAN Turbo AG; Mitsubishi Heavy Industries Ltd.; Niigata Power Systems; OPRA Technologies; Pratt & Whitney Canada; Rolls-Royce Power Engineering; Siemens AG; Solar Turbines Incorporated; Yanmar Co. Ltd. та інші [186, 187]. Для переведення котельень в міні-ТЕЦ потрібні виробники ГТУ в діапазоні потужностей 100–4 000 кВт. Наведено найбільш відомі з них.

ВАТ «НВО «Сатурн» (м. Рибінськ, Росія) на базі конвертованих авіаційних двигунів випускає і розробляє ГТД для електроенергетики [188]. ВАТ «Пермський моторний завод» (м. Пермь, Росія) спільно з ВАТ «Авіадвигунів» розробляють і випускають енергетичні ГТД також на базі авіаційних двигунів [189]. ДП НПКГ «Зоря»–«Машпроект» (м. Миколаїв, Україна) розробляють та виробляють енергетичні ГТД на базі суднових двигунів [190].

ВАТ «Мотор-Січ» та ЗМКБ «Прогрес» (м. Запоріжжя, Україна) розробили та випускають із 1971 р. газотурбінний двигун АІ-20-ДКЕ, електричною потужністю 2,5 МВт, тепловою потужністю – 4,5 МВт, ККД – 24 %, який застосовувався для енергопостачання вахтових селищ газовиків і нафтовиків [191].

Компанія «Президент-Нева» Енергетичний центр» пропонує Мікротурбіни установки компанії «FlexEnergy» (США). Мікротурбіни МТ250 (МТ333) становлять синхронні електричні генератори потужністю 250 (333) кВт, що працюють на газі, для роботи в автономній мережі та паралельно із зовнішньою мережею. Доступні виконання для умов встановлення на відкритому майданчику і в приміщенні. Вартість 1 кВт складає ~ 3 000 дол. США [192].

Газові турбіни KG2-3E (KG2-3G) Dresser-Rand (Франція) – це модульні установки, призначені для вироблення тепла та електроенергії з високою ефективністю, низькими витратами і мінімальною шкодою для навколишнього середовища. Газотурбінні установки з турбінами KG2-3E і KG2-3G мають повну заводську готовність. Усі основні агрегати змонтовані у всепогодному контейнері, оснащеному всіма необхідними системами, що забезпечують роботу основного обладнання (турбіна, електрогенератор, САУ) [193].

ФДУП «Завод ім. В. Я. Климова» (м. Санкт-Петербург, Росія) розробив і виробляє модульні газотурбінні енергоустановки (ГТЕ) з використанням приводів на базі авіаційних газотурбінних двигунів (ГТД) власної розробки та постачає їх у повній заводській готовності. Станції призначені для виробництва електроенергії потужністю 1,25 і 2,5 МВт. Застосування в конструкції електростанцій котлів-утилізаторів забезпечує споживача не тільки електроенергією, але й гарячим

паро- та водопостачанням. Теплоелектростанції призначені для роботи на промислових і цивільних об'єктах, а також у населених пунктах основне, резервне та аварійне джерела електроенергії та тепла [194].

ВАТ «ГИПРОНИИАВИАПРОМ» (м. Москва, Росія) пропонує електростанцію, що надійно працює в діапазоні температур від мінус 55 °С до плюс 55 °С. Газотурбінна електростанція ГТЕ-1200 становить автономний керований комплекс у блочно-контейнерному виконанні, який не вимагає будівництва спеціальних будівель та відрізняється простотою монтажу [195].

Газові турбіни Kawasaki Heavy Industries Ltd. (Японія) GPB15X – це промислові газові турбогенератори, у яких реалізована «зелена» технологія з низьким рівнем викидів. В основу цієї газотурбінної установки ліг розроблений двигун з однією камерою згоряння, надійність якого була доведена більш ніж 20 роками експлуатаційної практики. У турбіні застосована екологічно чиста технологія каталітичного згоряння KLean. Турбіни підходять для роботи в областях з високими екологічними вимогами [196].

Компанія OPRA Technologies (Нідерланди) займається розробкою і створенням агрегатів OPRA. Двигун OP16, зі складу агрегату OPRA, створений на базі турбіни KG2, яка була розроблена компанією Kongsberg. Кількість турбін на базі KG2 у реалізованих проектах перевищила 1 000 одиниць, сумарне напрацювання яких склало більше 15 млн годин. Газотурбінний двигун OP16 є найбільш простим та надійним порівняно з аналогічними ГТД [197].

Capstone Turbine Corporation (м. Чатсуорт, штат Каліфорнія, США) – провідний світовий виробник екологічно чистих мікротурбінних енергетичних систем. На сьогодні Capstone розробляє і виробляє Мікротурбінні двигуни в діапазоні потужностей 30–1 000 кВт. Вироблене енергогенерувальне обладнання має сертифікати UL, ISO 9001: 2000 та ISO 14001: 2004 [198].

Установки компанії Centrax Limited розроблені з урахуванням вимог різних систем якості, що дозволяє гарантувати високий рівень якості, надійності та підтримки.

Установки також відповідають усім необхідним вимогам європейських стандартів та можуть бути оснащені спеціально для роботи в жорстких умовах навколишнього середовища (за високих і низьких температур). Пропонується широкий асортимент продукції з потужністю в діапазоні від 3,9 до 66,0 МВт [199].

ТОВ «Азіатські Газові Технології» випускають ГТУ потужністю 100–2 000 кВт. Газова турбіна NFT-2000, є установкою, яка виготовлена із застосуванням високих технологій. Перші газові турбіни були запущені більше ніж 30 років тому, робочі показники напрацювання турбін вже наблизилися до 300 тис. годин. За твердженням заводу виробника газова турбіна NFT-2000 є високорозвиненим, надійним, стійким і енергоефективним рішенням [200].

Газотурбінна електростанція ЕГ 2500-М1 номінальною потужністю 2 500 кВт, виробництва НПФ «Недрапроект» (Республіка Татарстан, Росія), призначена для генерування напруг 6 300/10 500В трифазного змінного струму, частотою 50 Гц. Вид кліматичного виконання дозволяє експлуатувати її за температур зовнішнього повітря від мінус 60 °С до плюс 45 °С [201].

Американська компанія Solar Turbines Incorporated випускає газотурбінні установки для нафтогазової галузі. Одинична електрична потужність ГТУ від 1 до 22 МВт. Газотурбінні установки Solar Turbines оснащені мультифазними генераторами. За технічними характеристиками ГТУ пристосовані до експлуатації в жорстких кліматичних умовах, вони з мінімальними витратами можуть бути обладнані системою когенерації (повної утилізації тепла) [202]. Компанія пропонує модульні газотурбінні теплові електростанції (потужністю від 2 до 70 МВт) – за ціною 1 450 дол. США за 1 кВт комплектної установки.

Основні показники потужності ГТУ різних фірм виробників подано в таблиці 9.1.

До переваг газотурбінних енергетичних установок зараховують:

- малу питому вагу, компактність, простоту транспортування і легкість монтажу – у вигляді одного або

декількох блоків повної заводської готовності;

- мінімальні обсяги шкідливих викидів у навколишнє середовище;

- можливість організації сервісного обслуговування, зокрема зі швидкою заміною газотурбінного приводу ГТУ або агрегатів.

Таблиця 9.1 – Показники ГТУ

Назва (базовий аналог)	Електрична потужність, МВт	Теплова потужність, МВт	ККД ел., %
1	2	3	4
Д-049, ВАТ «НВО«Сатурн»	2,85	4,5	28,5
ГТУ-2,5П (Д-30Ш), ВАТ «Пермский моторный завод»	2,5	7,0	21,5
ГТУ-4П (Д-30Ш), ВАТ «Пермский моторный завод»	4,3	9,5	24,8
ГТД-2500 (Д-049), ДП НПКГ «Зоря»– «Машпроект»	2,85	5,7	28,5
ГТД-3000, ДП НПКГ «Зоря»– «Машпроект»	3,36	–	31,0
ЕГ1000МС, ВАТ «Мотор-січ»	1,0	–	25,0
АИ-20-ДКЭ, ВАТ «Мотор-січ»	2,5	4,5	24,0
MT250, FlexEnergy	0,25	0,35	28,0
MT333, FlexEnergy	0,333	0,373	30,0
KG2-3G, Dresser-Rand	2,0	3,8	26
ГТЕ-1,25, ФДУП «Завод им. В. Я. Климова»	1,1	2,436	22,8
ГТЕ-1,6, ФДУП «Завод им. В. Я. Климова»	1,2	4,478	19,9
ГТЕ-2,5, ФДУП «Завод им. В. Я. Климова»	2,2	4,872	22,8
ГТЕ-1200, ВАТ «ГИПРОНИИАВИАПРОМ»	1,2	1,84	23,0
GPB15X, Kawasaki Heavy Industries Ltd.	1,58	3,21	24,4
OP16, OPRA Tecnology	1,9	3,44	27,8

Продовження таблиці 9.1

1	2	3	4
C200, Capstone Turbine Corporation	0,2	—	31,0
C1000, Capstone Turbine Corporation	1,0	—	31,0
CX501-KB5, Centrax Ltd.	3,9	—	29,1
NFT-2000, ТОВ «Азиатские газовые технологии»	2,13	—	—
ЭГ 2500-M1, НВФ «Недрапроект»	2,5	—	—
Saturn 20, Solar Turbines	1,2	—	24,4
Centaur 40, Solar Turbines	3,51	—	27,9

– відносно низькі капітальні вкладення і малі (для енергетичних об'єктів) строки окупності;

– високу електричну і теплову економічність завдяки базовому режиму їхньої роботи на тепловому споживанні;

Призначений ресурс становить до 300 тис. годин, ресурс до капітального ремонту до 66 тис. годин, загальний ККД при виробленні електроенергії та утилізації вихлопних газів до 95%, висока надійність, тощо.

Під час утилізації тепла вихлопних газів на відміну від ДВС, можливе отримання пари.

Наразі газотурбінні електростанції є одними з найперспективніших генерувальних установок з усього спектру невідновлюваних джерел енергії [186, 187].

9.2 Виробники та розробники газопоршневих двигунів

Газопоршнєві електростанції мають просту та надійну конструкцію. Електричний ККД газопоршневих електростанцій вважається високим і у разі роботи на якісному природному газі складе ~39–44 %. Це означає, що для виробництва одного і того саме обсягу електроенергії, порівняно з турбінами, газопоршнєві електростанції витрачають на одну третину природного газу менше. Газопоршнєві електростанції представлені в широкому діапазоні одиничної електричної потужності від 0,05 до 9 МВт.

Практично всі моделі газопоршневих електростанцій в

розширеній комплектації здатні працювати в режимі когенерації, тобто як теплові електростанції. Температура вихлопних газів на виході з силової машини газопоршневої електростанції ~390–600 °С. Співвідношення видачі електрики та теплової енергії може дорівнювати 1:1 [186, 203].

Для відповідності екологічним вимогам у газопоршневих електростанціях потрібно встановлювати каталізаторів вихлопних газів. Висота димової труби для газопоршневих електростанцій визначається рівнем вмісту гранично допустимих концентрацій (ГДК) у навколишньому середовищі та рівнем шкідливих складових емісій самої газопоршневої електростанції [203].

У цьому випадку найбільший інтерес мають ГПД для переведення районних котелень у міні-ТЕЦ, потужність яких коливається у діапазоні 100–4 000 кВт.

Передовими виробниками енергетичних газопоршневих двигунів є: ТОВ «Газенергомаш»; Промышленная группа «Генерация»; БАТ «Звезда-Энергетика»; БАТ «РУМО»; ТОВ «Електро-ЛТ»; ТДВ «Первомайскдизельмаш»; Aggreko; AKSA Power Generation; Austro Energy Systems International AG; Caterpillar; Cummins Inc.; Elteco; FG Wilson; Generac; GE Jenbacher; Honda-EcoWill; Kohler Power; Kornum; Loganova; MAN Diesel & Turbo; Mirkon Energy; MWM; Niigata Power Systems Co., Ltd.; Rolls-Royce; SinerTec-BAXI; Motorgas S.r.o.; Tedom; Vaillant-EcoPower; VibroPower; Viessmann-Vitobloc; Wartsila; Waukesha Engine Dresser; Yanmar; ТОВ «Газове енергетичне машинобудування» (м. Барнаул, Алтайський край, Росія). ТОВ «ГазЕнергоМаш» виробляє газопоршнєві електроагрегати потужністю: 100, 200 кВт (на базі двигунів 1ГД6, 1ГД12 «Барнаултрансмаш»); 50, 60, 75, 100, 200, 250 кВт (на базі двигунів ЯМЗ-236, ЯМЗ-238, ЯМЗ-240) [204].

Промислова група «Генерация» є офіційним дилером Китайської компанії Jinan Diesel Engine Co., Ltd. Компанія Jinan Diesel Engine Co., Ltd. – єдине найбільше державне підприємство, що спеціалізується на виробництві двигунів внутрішнього згоряння під торговою маркою «Китайська Національна Нафтова Корпорація», яка, зі свого боку, є найбільшим виробником бурового устаткування і бурових

установок. Поршневий газовий двигун – спільна розробка з інжинірингової фірмою AVL LIST GMBH (Австрія) [205].

Петербурзьке енергомашинобудівне підприємство ВАТ «ЗІРКА-ЕНЕРГЕТИКА» є одним із лідерів галузі. Підприємство має найширшу географію діяльності з найбільшими нафтогазовими концернами та промисловими підприємствами в ролі замовників. Один із напрямків діяльності ВАТ «ЗІРКА-ЕНЕРГЕТИКА» є виготовлення контейнерних електростанцій одиничною потужністю від 50 до 2 500 кВт, зокрема з утилізацією тепла. Система менеджменту якості підприємства відповідає вимогам міжнародного стандарту ISO 9001:2008, національного стандарту ДСТУ ISO 9001:2008, а також стандартів ВАТ «Газпром» СТО Газпром 9001-2006. Компанію внесено до реєстру постачальників ВАТ «Газпром» і ВАТ «Транснефть» [206–228].

ТДВ «Первомайськдизельмаш» – основний виробник в Україні середньооборотних суднових дизелів та дизель-генераторів, стаціонарних дизель-електричних, газодизель-електричних агрегатів, газових двигун-генераторів потужністю від 300 до 800 кВт, а також когенераційних установок на їх базі [209].

Компанія Aggreko (Великобританія) надає економічно ефективні та екологічні рішення в галузі тимчасового електропостачання на базі газопоршневих електростанцій включаючи дизельні генератори (500–2 000 кВт) і газопоршневі установки (300 кВт або 1 200 кВт). Проектування та збір газових генераторів на заводі Aggreko у Великобританії, акредитованому відповідно до стандартів (ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, ISO 18001:2007). Компактні установки не потребують додаткової підготовки майданчика. Можливість утилізації тепла [210].

Компанія AKSA Power Generation входить до складу Турецького концерну «Казанчев Холдинг». Уся продукція фірми AKSA виробляється згідно зі стандартом ISO 9001. На сьогодні Компанією випускаються електрогенерувальні газопоршневі установки потужністю до 2 000 кВт [211].

Компанією Austro Energy Systems International AG (Австрія) випускаються широкий діапазон електрогенерувальних

газопоршневих установок потужністю від 50 до 7 000 кВт [212].

Компанія Caterpillar – світовий лідер у виробництві будівельного і гірського устаткування, двигунів, що працюють на природному газі та дизельному паливі, а також промислових турбін і дизель-електричних локомотивів. Випускаються ГПД номінальною потужністю від 60 до 9 700 кВт з використанням природного газу, біогазу, вугільного газу й альтернативного палива. Нові технології у виробництві двигунів забезпечують виробництво електроенергії, теплової енергії або їхнє спільне виробництво з електричним або тепловим ККД на рівні світових стандартів [213].

Компанія Cummins Power Generation (Англія) виробляє генераторні установки для роботи на природному або попутному газі одиничною потужністю від 315 до 2 000 кВт. Газопоршнєві електростанції (когенераційні установки) Cummins здатні працювати на газі змінної якості – від природного мережевого газу до біогазу з метановим числом більше ніж 40. Унікальність ГПУ Cummins полягає у високій питомій ефективності та збільшеному міжексплуатаційному інтервалі для економічного використання основне джерело енергії або потреб комбінованого виробництва теплової та електричної енергії [214, 215].

Компанія ELTECO a.s. (Словаччина) – одна з провідних на ринку компаній малої енергетики, що спеціалізується на реалізації обладнання, для енергопостачання різного типу об'єктів, проведенні технічного аудиту, технічного обслуговування та ремонту обладнання. Потужність ГПД, що випускаються, варіюється в діапазоні від 3,8 до 1 600 кВт [216, 217].

Газові когенераційні електростанції FG Wilson (Великобританія) мають привабливі особливості: цікава ціна електричної і теплової енергії, близькість до споживача, легкий монтаж екологічна безпека та інші. Представництво в Україні знаходиться в м. Дніпропетровську [218].

Компанія GE Jenbacher, світовий лідер із виробництва газопоршневих двигунів, виробляє генераторні та когенераційні установки стаціонарного і контейнерного типів для вироблення електроенергії. Діапазон потужності газових двигунів Jenbacher

становить від 0,25 до 4,6 МВт. Вони працюють не тільки на природному, а й на багатьох інших газах (біогаз, газ органічних відходів, газ вугільних шахт, газ стічних вод, займистий відпрацьований промисловий газ) [219, 220].

Компанія Generac (м. Ваукеша, штат Вісконсин, США) – виробник надійних і високоякісних систем резервного електропостачання, призначених для використання основних або резервних (у разі аварійних відключень електроживлення) джерел електроенергії [221]. ЕнергоМагазин «ДІЗІЛЕК» (м. Київ, Україна) пропонує на українському ринку електрогенерувальні газопоршневі установки потужністю до 300 кВт торгових марок Generac, Kohler. Установлена потужність 1 кВт електричної енергії складає ~500 дол. США [222].

Kognum (Великобританія) – виробник газових електростанцій та когенераційних установок (загальний ККД більше 80 %). Електростанції Kognum можуть працювати на: природному газі, попутному газі, пропані, біогазі, газі сміттєвих звалищ, газі стічних вод, особливих газах (наприклад, шахтному газі, коксовому газі, деревному газі) [223].

Компанія MAN Diesel & Turbo є світовим лідером в галузі розробки та виробництва низькооборотних і середньооборотних поршневих двигунів для електростанцій. Механічний ККД силового агрегату досягає 48,4 %, а питома циліндрова потужність становить 530 кВт при виробленні електроенергії з частотою струму 50 Гц [224, 225].

Компанія Motoren Werke Manheim (MWM) спеціалізується на проектуванні та виготовленні газопоршневих електростанцій, що працюють на природному та попутному нафтовому газі, біогазі та дизельному паливі, надійно працюють з іншими типами газів, такими як сланцевий газ, шахтний газ, газ звалища, газ стічних вод, синтез-газ. Для збільшення високої енергоефективності всі газопоршневі установки MWM мають турбонаддув, двоступеневе змішане охолодження найвищі у своєму класі результати – електричний ККД силових установок газопоршневих електростанцій MWM – 44,1 % [226, 227].

Rolls-Royce виробляє поршневі когенераторні електростанції моделей Берген К і Берген Б – для промислового

виробництва енергії. Вихідна електрична потужність газопоршневих теплових електростанцій простягається в діапазоні від 1,75 до 8,75 МВт. Електростанції Берген К і Берген Б – це передові, екологічно чисті та ефективні установки, які мають високу надійність і невибагливість [228].

Газопоршнєві електростанції Motorgas (Чехія) є агрегатами на базі газових двигунів WAUKESHA і MAN. Когенератори Motorgas на природному газі випускаються в трьох серіях, залежно від комплектації: 1) когенератори серії KLASIK випускаються у вигляді окремих модулів; 2) когенератори серії STRATOS випускаються у вигляді одного модуля; 3) когенератори серії MOBIL випускаються в сталевому звукоізолюваному контейнері, який легко переміщується [229].

Газопоршнєві електростанції (когенератори) Tedom (Чехія) є агрегатами на базі газових двигунів Tedom, Ford і Caterpillar. Конструктивно двигун і генератор розташовані на сталевій фундаментній рамі, усередині якої розташовані теплообмінники установки та глушитель вихлопу. Установки поставляються в кожусі, який забезпечує шумо- і теплоізоляцію. Система управління забезпечує повністю автоматичну роботу когенераторів, а також паралельну роботу установок між собою і паралельно з електричною мережею [230].

Viessmann-Vitobloc (Німеччина) – це когенераційні установки, які мають електричну потужність 18–401 кВт, а також теплову потужність – 36–549 кВт. Емісія шкідливих речовин газопоршневих двигунів, які працюють на природному газі, з 3-х ступінчастим каталізатором відповідають усім екологічним нормам. Крім того, синхронний генератор, призначений для паралельного і автономного режиму роботи приладу, гарантує простоту та відповідну плавність з'єднання з мережею [231, 232].

Газові електростанції Waukesha (США) мають відмінні експлуатаційні параметри, невисоку вартість сервісного обслуговування та високий рівень надійності. Ресурс електростанцій Waukesha досягає 300 тис. годин, має низький рівень емісій шкідливих речовин. Електронна система управління підбирає оптимальний склад паливної суміші, компенсуючи зміни в навколишньому середовищі та якості

палива. Склад палива завжди відповідає існуючому навантаженню на силові агрегати. Електрична потужність газопоршневих теплових електростанцій Waukesha складає 1,5–3,6 МВт [233, 234].

Основні показники потужності ГПД різних фірм виробників подані, зокрема, у роботі [231] та інших виданнях.

Параметри потужності та економічності, зазвичай, надаються не в повному обсязі.

Загальні характеристики та переваги газопоршневих електростанцій:

- загальний моторесурс знаходиться у межах 150–300 тис. год, ресурс до капітального ремонту становить 40–96 тис. год;
- мала залежність ККД від температури навколишнього повітря;
- можливість кластеризації (паралельної роботи) з аналогічними пристроями;
- ремонт та обслуговування як у будь-кого ДВС [186].
- найвища продуктивність;
- ефективна робота за малому навантаженні (від 50 % до 100 %);
- відносно низький рівень початкових інвестицій за 1 кВт;
- широка лінійка моделей за вихідної потужності (від 3 кВт);
- можливість автономної роботи;
- експлуатаційна гнучкість залежно від зміни потреби в теплової та електричної енергії;
- швидкий запуск (від 15 с, газових турбін потрібно 0,5–2 год);
- переважання виробництва електроенергії;
- малі розміри – низькі інвестиційні витрати;
- робота з малим тиском газу (нижче 1 бара);
- утилізація тепла, що відходить для широкого спектру застосування;
- економічність завдяки утилізації тепла: відпрацьованих газів двигуна, охолоджувальної води двигуна, мастила двигуна, надувного повітря.

Газопоршнєві електростанції є одними з найперспективніших генерувальних установок з усього спектру

невідновлюваних джерел енергії (на рівні з газотурбінними двигунами) [186, 235].

9.3 Порівняння газотурбінних та газопоршневих установок за загальними техніко-економічними показниками

Визначальними критеріями вибору силових агрегатів (ГТУ або ГПД) для впровадження автономного електропостачання є питання витрати палива, рівень експлуатаційних витрат, ступінь завантаженості, та, як наслідок, термін окупності обладнання електростанції.

Важливими чинниками вибору електрогенерувальних установок є простота експлуатації, рівень технічного обслуговування та ремонту, а також місце виконання ремонту силових агрегатів. Ці питання пов'язані, насамперед, з витратами і проблемами, які згодом може мати власник автономної електростанції. Типи силових установок для реалізації міні-ТЕЦ краще за все підбирати безпосередньо до проекту, виходячи з індивідуальних умов та технічного завдання.

Капітальні вкладення в реалізацію ГТУ та ГПД. Капіталовкладення під час будівництва теплової електростанції оцінюються в дол. США/кВт. Газопоршнева електростанція компанії Genegas потужністю 250 кВт обійдеться замовнику орієнтовно в ~125 тис. дол. США. Аналогічна мікротурбінна електростанція на базі агрегатів компанії FlexEnergy повністю «під ключ» коштуватиме ~750 тис. дол. США. Крім цього вартість реалізації ГТУ потужністю 1 000 кВт і вище знижується і становить для ГТУ виробництва американська компанія Solar Turbines Incorporated потужністю 1 000 кВт ~1 450 тис. дол. США.

Експлуатаційні витрати на ГТУ та ГПД. Сучасні газопоршнєві установки можуть працювати з мінімальним електричним завантаженням (мінімальним зменшенням економічності), офіційно заявленим заводами-виробниками.

Нижня межа електричного завантаження (мінімального зменшення економічності), офіційно заявлена заводами-виробниками для промислових турбін, складає ~50 %.

Максимальне навантаження газотурбінної установки, в обмежених часових (до 10 хвилин) інтервалах може досягати 110–120 %. Щодо показників часткового навантаження, то для ГПД і ГТУ вони схожі.

Під час реалізації електростанцій на базі газотурбінних і газопоршневих установок для забезпечення власних потреб важливим є дотримання правила N+1 (кількість діючих агрегатів плюс ще один для резерву). Це обумовлено необхідністю проведення регламентних і ремонтних робіт для силових установок будь-яких типів та видів. Установка резервних електрогенерувальних машин захід, що вимагає додаткових грошових коштів. На підприємстві, підключеному до електромережі, можна змонтувати тільки одну установку і користуватися власною електроенергією, а під час технічного обслуговування здійснювати живлення від загальної мережі, оплачуючи за споживання по лічильнику.

На газопоршневих установках малої потужності необхідно міняти масло. Одним із рекомендованих моторних масел для газопоршневих машин є Pegasus 705 (MOBIL). Його ціна в Україні становить 35–60 грн/літр. Угар моторного масла становить 0,25–0,45 грама на один вироблений кіловат на годину. Угар завжди підвищується у разі зниження навантаження. У комплект газопоршневого двигуна здебільшого входить спеціальний резервуар для безперервного доливання масла, і міні-лабораторія для перевірки його якості та визначення терміну заміни. Необхідно також замінювати масляні фільтри.

Моторне масло все ж вигорас, а, отже, поршнєві агрегати мають трохи вищий рівень шкідливих викидів в атмосферу, ніж газотурбінні установки. Оскільки газ згорає повністю і є одним із найчистіших видів палива, величина вмісту шкідливих викидів від згоряння масла незначна. Для дотримання вимог щодо екології під час використання поршневих машин, необхідно будувати більш високі димові труби.

У сучасних ГТУ масло використовується тільки в редукторі, заміна якого проводиться в середньому 1 раз в 3–5 років.

Поршнєві агрегати, на відміну від газотурбінних установок, мають рідинне охолодження, персоналу електростанції

необхідно постійно стежити за рівнем охолоджувальної рідини.

У газотурбінних установках, на відміну від ГПД, не використовуються такі витратні матеріали та компоненти: моторне масло, свічки запалювання, масляні фільтри, охолоджувальна рідина, набори високовольтних проводів.

Коефіцієнт корисної дії ГТУ та ГПД. Екологічні аспекти реалізації ГТУ та ГПД. ККД силової установки актуальний – адже він безпосередньо впливає на величину паливної складової в собівартості виробленої енергії. Середня питома витрата газового палива на 1 кВт·год значно менше у газопоршневої установки, за будь-якого режиму навантаження (тривалі навантаження менше 25 % протипоказані для поршневих двигунів).

Електричний ККД поршневих двигунів становить 40–44 %, а газових турбін – 23–33 % (у парогазову циклі турбіна здатна видати ККД досягає 60 %). Парогазовий цикл застосовується за високої потужності електростанцій – від 50–70 МВт. Для досягнення максимальної ефективності парогазового циклу співвідношення електричної потужності газової та парової турбін становить 2:1.

Під час вибору типу силових агрегатів для автономної електростанції необхідно говорити про повноту використання палива, що спалюється – коефіцієнті використання палива (КВП).

Згораючи, паливо здійснює основну роботу – обертає генератор електростанції. Уся інша енергія згоряння палива – це тепло, яке можна та потрібно використовувати. У цьому випадку так званий «загальний ККД», а точніше КВП електростанції буде на рівні 80–90%.

Турбіні потрібен високий вхідний тиск газу, а для цього обов'язково встановлюють компресори і вони також підвищують витрату палива. Порівняння ГТУ і ГПД у складі міні-ТЕЦ показує, що установка газових турбін доцільна на об'єктах, які мають рівномірні електричні та теплові потреби за одиничної потужності ГТУ від 5 МВт.

Паливо є основною статтею витрат під час виробництва теплової й електричної енергії, оскільки ГПД мають вище ККД, то і витрачають палива менше ніж ГТУ. Це позначається на

собівартості продукції, що випускається.

Газопоршнєві установки поступаються газотурбінним агрегатам за рівнем викидів NO_x , це пов'язано з тим, що моторне масло вигорає, і його складові потрапляють у вихлопні гази.

Для зниження величини викидів у санітарно-епідеміологічну службу здійснюється запит на оцінку рівень фону щодо гранично-допустимої концентрації (ГДК) у місці розташування міні-ТЕЦ. Після цього розраховується розсіювання з тим, щоб «добавка» шкідливих речовин від генеруючої установки не перевищила ГДК. У такий спосіб підбирається мінімальна висота димової труби, за якої дотримуються вимоги СанПіН. Наприклад, добавка від станції 16 МВт по викидах NO_x складає: за висоти димової труби 30 м – 0,2 ГДК, за 50 м – 0,1 ГДК.

Під час роботи ГПД мають низькочастотний шум і вібрації. Отримання шуму стандартних значень проводиться шляхом акустичного розрахунку і перевірки: чи задовольняють вибрані проектні рішення та вживані матеріали вимогам СанПіН з погляду шуму.

Газотурбінні установки також випромінюють шум у певному спектрі частот.

Види палива, що застосовуються для ГТУ та ГПД. Основною особливістю роботи двопаливної установки є її можливість роботи на газоподібному і на рідкому паливі. Усі відомі фірми-виробники газових турбін і поршневих двигунів мають у своєму арсеналі двопаливні агрегати. Застосування в двопаливних установках двох видів палива має низку переваг порівняно з монопаливними установками:

- за відсутності природного газу установка автоматично переходить на роботу на дизельному паливі;
- під час перехідних процесів установка автоматично переходить на роботу на дизельному паливі.

У разі виходу на робочий режим здійснюється зворотній процес переходу на природний газ і дизельне паливо. Двопаливні установки мають все ж обмежене застосування та не потрібні для більшості автономних ТЕЦ – для цього є простіші інженерні рішення.

Наразі вартість рідкого палива перевищує вартість газу, що говорить про доцільність використання газу на міні-ТЕЦ.

Змінні режими роботи ГТУ та ГПД. Ресурс до капітального ремонту ГТУ та ГПД. Газопоршневий двигун може запускатися і зупинятися необмежену кількість разів, і це не відбивається на його моторесурсі. Але часті пуски–зупинки газопоршневих агрегатів, з втратою живлення власних потреб, можуть спричинити за собою знос найбільш навантажених вузлів (підшипників турбоагнітачів, клапанів і т. д.).

За швидких пусків газотурбінних установок з холодного стану в найбільш відповідальних вузлах і деталях гарячого тракту ГТУ виникають термічні напруги, тому їх використовують переважно для роботи з постійним графіком навантаження.

Ресурс до капітального ремонту у ГТУ становить 40–60 тис. робочих годин. У ГПД цей показник також дорівнює 40–60 тис. робочих годин. До того ж необхідно враховувати правильність експлуатації та своєчасного проведення регламентних робіт.

Вартість капітального ремонту газопоршневого двигуна може становити 30–35 % від початкової вартості самого силового агрегату (під час капремонту здійснюється заміна поршневої групи). Ремонт газопоршневих установок можна здійснювати на місці без складного діагностичного обладнання один раз у 7–8 років.

Ціна ремонту газотурбінної установки становить 30–50 % від початкових вкладень. Для ГТУ терміни планових ремонтів приблизно в 3–5 разів менше, у зв'язку з тим, що ремонт йде методом «зустрічної заміни» гарячої частини турбіни. Капітальний ремонт газотурбінної установки через його складність на місці не проводиться. Старий блок може бути відновлений тільки в заводських умовах.

9.4 Загальні висновки щодо включення ГТУ або ГПД до складу міні-ТЕЦ

Вибір типу двигуна, а також їхньої кількості для приводу електрогенераторів будь-якої потужності є складним техніко-економічним завданням. Спроби порівняти між собою приводу

поршневі та газотурбінні двигуни найчастіше робляться за умови використання як палива природного газу. Принципові переваги та недоліки неодноразово аналізувалися в технічній літературі, у рекламних проспектах виробників електростанцій з поршковими двигунами, на веб-ресурсах [236, 237]. Їх узагальнення наведено вище.

Як бачимо, наводяться відомості про різницю у витратах палива, у вартості двигунів без жодного врахування їхньої потужності та умов роботи. Часто відзначається, що склад споживачів встановленою електричною потужністю меншою за 10 МВт краще формувати на базі поршкових двигунів, а більшої потужності – на базі газотурбінних. Приймати ці рекомендації як аксіому не варто. Цілком очевидно, що кожен тип двигуна має свої переваги та недоліки, і під час вибору приводу потрібні деякі, хоча б орієнтовні, кількісні критерії їхньої оцінки.

На сьогодні на українському енергетичному ринку пропонується широка номенклатура як поршкових, так і газотурбінних двигунів. Обробка наявної інформації дозволила сформувати наведену нижче таблицю 9.2, що містить як кількісну, так і якісну оцінку переваг та недоліків ГПД і ГТУ.

Таблиця 9.2 – Порівняння основних показників поршкових і газотурбінних двигунів, що працюють у складі електростанцій

Показник	Тип двигуна	
	Поршковий	Газотурбінний
1	2	3
Діапазон одиничних потужностей двигуна (ISO), МВт	0,1...80,0	0,03...265,0
Вплив температури зовнішнього повітря на ККД двигуна	Практично не впливає	У разі зниження температури до мінус 20 °С ККД збільшується приблизно на 1,5 % абс.
Вплив температури зовнішнього повітря на потужність двигуна	Практично не впливає	У разі зниження температури до мінус 20 °С потужність збільшується приблизно на 10–20 %, у разі збільшення до +30 °С зменшується на 15–20 %.

Продовження таблиці 9.2

1	2	3
Паливо	Газообразне, рідке	Газообразне, рідке (за спецзаказом)
Необхідний тиск паливного газу, МПа	0,01...0,035	Більше 1,2
ККД по виробництву електроенергії під час роботи на газі (ISO)	Від 31 до 48 %	У простому циклі від 25 до 38 %
Питома витрата палива при 100 % и 50 % навантаженні	0,264...0,329 м ³ /кВт·год.	0,375...0,503 м ³ /кВт·год.
Зміна економічності	ККД більш стійкий, у разі зниження навантаження на 50 % знижується на 8–10 %	ККД менш стійкий на часткових навантаженнях, при зниженні навантаження на 50 % знижується на 50 %
Вплив змінного навантаження	Не бажана тривала робота на навантаженнях менше за 50 % (сильно впливає на інтервали обслуговування); за меншої одиничної потужності агрегату, більш гнучка робота електростанції в цілому і вище надійність енергопостачання	Робота на часткових навантаженнях (менше ніж 50 %) не впливає на стан турбіни; за високої одиничної потужності агрегату, вимкнення викликає втрату 30 ... 50 % потужності електростанції
Співвідношення електричної потужності й кількості утилізованої теплоти, МВт/МВт (ISO)	1/(0,95...1,3)	1/(1,4...4,0)
Падіння напруги і час відновлення після 50 % набросу навантаження	22 % 8 с	40 % 38 с
Можливості використання утилізованої теплоти	<i>Високотенційну теплоту</i> вихлопних газів – на виробництво пари для вироблення електроенергії <i>Низькотенційну теплоту</i> , що відводиться від системи охолодження, на нагрівання води до температури 90–115 °С.	На виробництво пари для вироблення електроенергії, холоду, опріснення води тощо, на нагрівання води до температури 150 °С.

Продовження таблиці 9.2

1	2	3
Моторесурс, годин	Більше (до 300 000 для середньоборотних двигунів)	Менше (до 100 000)
Темп зростання експлуатаційних витрат зі збільшенням терміну експлуатації	Менш високий	Більш високий
Вплив температури зовнішнього повітря на кількість утилізованої теплоти	Практично не впливає	У разі зниження температури повітря кількість теплоти за наявності регульованого лопаточного апарату у газовій турбіні майже не зменшується, у разі його відсутності – зменшується
Маса енергоблока (двигун із електрогенератором і допоміжним обладнанням), кг/кВт	Суттєво вище (22,5)	Суттєво нижче (10,0)
Габарити енергоблока, м	Більше (18,3×5,0×5,9 за одиничної потужності агрегату 16 МВт без системи охолодження)	Менше (19,9×5,2×3,8 за одиничної потужності агрегату 25 МВт)
Питома витрата масла, г/кВт·год	0,3...0,4	0,05
Кількість пусків	Не обмежено і не впливає на скорочення моторесурсу	Не обмежено, але впливає на скорочення моторесурсу
Вартість капремонту	Дешевше	Дорожче
Екологія (шкідливі викиди у вихлопі)	Концентрація вище (у мг/м ³), але загальний об'єм вихлопу (у м ³) менше	Концентрація менше (у мг/м ³), але загальний об'єм вихлопу (у м ³) більше
Вартість енергоблока	Менше за одиничної потужності двигуна до 3,5 МВт	Менше за одиничної потужності двигуна більш 3,5 МВт
Обслуговування	Зупинка після кожних 1 000 год роботи, заміна мастила; кап. ремонт через 70 000 год, виконується на місці встановлення	Зупинка після кожних 2 000 год (дані фірми Solar); кап. ремонт через 30 000 год, виконується на спеціальному заводі

Закінчення таблиці 9.2

1	2	3
Ремонтопридатність	Ремонт проводиться на місці; ремонт вимагає менше часу	Ремонт проводиться на спеціальних заводах; витрати часу і грошей на транспортування, центрівання тощо
Розміщення в будівлі	Вимагає більше місця, тому що має більшу вагу на одиницю потужності; не вимагає компресора для дотискування газу, робочий тиск газу на вході – 0,1...0,35 бар	За потужності електростанції більше ніж 5 МВт виграш від меншого розміру приміщення не значний; мінімальний робочий тиск газу на вході – 12 бар, потрібно газ високого тиску, або дотискний компресор

У таблиці 9.2 наведені узагальнені дані, деякі з них подані відповідно до стандартів ISO, фактичні ж умови роботи двигунів можуть істотно відрізнятися від стандартних.

Під час реалізації принципів когенерації на існуючих об'єктах ЖКГ малої потужності найближчі конкуренти поршневих установок – газові мікротурбіни. Крім цього ціни на мікротурбіни значно відрізняються від цін на ГПД та складають ~ 3 000 дол. США за 1 кВт установленої потужності.

Порівняння ГТУ і ГПД у складі міні-ТЕЦ показує, що установка газових турбін можлива на об'єктах, які мають електричні навантаження більше 14–15 МВт. Через високі витрати газу газові турбіни рекомендуються для електростанцій набагато більшої потужності (від 50 МВт) зі стаціонарним електричним та тепловим навантаженням. Для багатьох сучасних електрогенерувальних установок 200 тис. мотогодин експлуатації не є критичною величиною.

Якісні газопоршневі установки сьогодні так само успішно долають 200 тис. мотогодин експлуатації. Дотримання графіка планового технічного обслуговування і поетапної заміни частин генеруючого обладнання, схильних до зносу (підшипники, інжектори, різне допоміжне обладнання) робить подальшу експлуатацію установок економічно доцільною [238].

Переведення котельні в міні-ТЕЦ дозволяє повністю відмовитися від зовнішнього електропостачання, але необхідно зважувати всі ризики, що виникають у такому разі (аварійні ситуації, відсутність палива та ін.). Одним із критеріїв вибору виробника ГТУ або ГПД (українського або закордонного) є вартість обслуговування в процесі експлуатації.

Для ЖКГ важливим фактором під час вибору електрогенерувальних установок є ступінь завантаженості протягом року. Залежно від пори року величина теплового навантаження змінюється.

У результаті аналізу роботи котелень комунальної енергетики (на прикладі м. Харкова) бачимо, що споживання електроенергії в літній та зимовий періоди відрізняється у 2–2,5 рази, що говорить про доцільність встановлення двох електрогенерувальних установок. Це дасть можливість працювати двом установкам у зимову пору року, у літній період один з агрегатів зупиняти, другий залишати в роботі, що забезпечить максимальну економічність. Міста України здебільшого мають аналогічні розбіжності потужності на протязі усього року.

Для оцінки економічної доцільності переведення котельні в розряд міні-ТЕЦ шляхом впровадження ГТУ або ГПД необхідно проводити техніко-економічне обґрунтування з визначенням кількості капітальних вкладень та термінів окупності проекту.

10 ЕНЕРГОДЖЕРЕЛА І ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ ЖИТЛОВО-КОМУНАЛЬНОГО ГОСПОДАРСТВА

10.1 Структура житлово-комунального господарства України

Житлово-комунальне господарство (ЖКГ) – сукупність галузей, що забезпечують умови життя та роботи населення держави, а також постачання народного господарства необхідними енергоресурсами (водою, газом, теплом та електричною енергією).

Система ЖКГ представлена виробниками та споживачами житлово-комунальних послуг. Споживачі формують попит на житлово-комунальні послуги, який має забезпечити нормальні санітарно-гігієнічні та безпечні умови життєдіяльності, величина якого залежить від ціни послуг та доходу споживачів. Іншими словами, житлово-комунальне господарство становить сукупність підприємств та служб із обслуговування населення міст, селищ й сіл, що входить до складу відповідного регіонального господарства. У багатьох містах та селищах підприємства комунального господарства обслуговують також промислові підприємства, забезпечуючи їх водою, електроенергією, газом та іншим. Залежно від місцевих умов, промислові підприємства мають і власні системи теплозабезпечення, водопостачання, водовідведення та інші складові комунального призначення.

Житлово-комунальне господарство України містить у своєму складі:

– *житловий фонд*, що становить 10,2 млн будинків, загальною площею 1 066,6 млн м², з якого у комунальній власності знаходиться – 238,2 тис. будинків (2,3 % всього житлового фонду країни), загальною площею 67,5 млн м². В Україні 60,7 тис. (0,6 % житлових будинків країни) ветхих та аварійних житлових будинків загальною площею 5,1 млн м², де постійно проживає 145,7 тис. мешканців. Житловий фонд будинків перших масових серій (1960–1970-х років забудови) становить близько 72 млн м² і потребує заміни або реконструкції. Фактично кожний четвертий міський житель

проживає у житлових приміщеннях, які мають незадовільний технічний стан, низькі експлуатаційні якості та вичерпали свій експлуатаційний ресурс. Низька енергоефективність житлових будинків перших масових серій, їхній значний фізичний й моральний знос потребують вирішення проблеми капітального ремонту (реконструкції) житла із застосуванням сучасних енергозберігаючих технологій, матеріалів та обладнання;

– *водопровідно-каналізаційне господарство*. Централізованими системами водопостачання забезпечені всі міста України, 767 селищ міського типу, або 86,5 %, 6 283 сільських населених пунктів, або 22,1 % їхньої загальної кількості. Централізованими системами водовідведення забезпечені 443 міста (або 96,5 % від загальної кількості), 497 селищ міського типу (або 56,1 %) та 737 сільських населених пунктів (або 2,6 %).

Водопостачання населених пунктів України на 70 % здійснюється завдяки поверхневим джерелам, 30 % – підземним джерелам. Загальна протяжність водопровідних мереж на 01.01.2010 становить 182 626,3 км, із яких 66 462,8 км мереж (36,4 %) перебувають в аварійному стані. Четверта частина водопровідних очисних споруд і кожна п'ята насосна станція (у вартісному виразі) відпрацювали нормативний термін амортизації. Фактично замортизовано половину насосних агрегатів, із яких 40 відсотків потребує заміни.

У 98 населених пунктах України послуги з водопостачання надаються за графіком; мешканці понад 900 сільських населених пунктів у Запорізькій, Миколаївській, Кіровоградській, Одеській, Херсонській, Дніпропетровській областях через природні або техногенні причини частково або повністю користуються привізною водою.

У понад 260 населених пунктах питна вода за окремими фізико-хімічними показниками не відповідає вимогам чинного стандарту. Водопровідні й каналізаційні насосні станції та очисні споруди у всіх регіонах України мають значний фізичний та моральний знос й потребують суттєвого оновлення, удосконалення технологічного процесу, заміни обладнання тощо. Через застаріле обладнання, роботу насосних станцій в неоптимальному режимі та втрати питної води під час її

транспортування та розподілу непродуктивні витрати електроенергії в середньому по країні складають більше 25 %;

– *комунальна теплоенергетика*. Теплопостачання населених пунктів України забезпечують 7 712 підприємств усіх форм власності, на яких експлуатується 31 312 котелень сумарною потужністю 133 311,7 Гкал/год, загальна кількість установлених котлів становить 72298 одиниць, із них 16 468 котлів (22,8 %) із терміном експлуатації більше 20 років.

Протяжність теплових мереж у двотрубному обчисленні становить 35 834,2 км, із них ветхих та аварійних – 5 620,7 км, що становить 15,7 % від загальної протяжності мереж. Втрати теплової енергії в інженерних мережах за рік становлять 12,9 % від загальної кількості реалізованої теплової енергії, у Дніпропетровській області – 17,5 %, Чернігівській – 16,9 %, Сумській – 16,8 %, Херсонській – 15,6 %, Закарпатській – 14,8 %, Черкаській – 13,1 %, у місті Києві – 18,2 % [239, 240].

10.2 Споживання енергетичних ресурсів

У житлово-комунальному господарстві споживається 44 % енергетичних ресурсів або 70 млн т у.п., що є близько 30 % загального споживання палива в Україні.

Житловий фонд держави та соціальна сфера споживають енергоресурсів – 85 % від загального споживання галуззю. Щорічно галузь споживає електроенергії – близько 10,0 млрд кВт/год, природного газу – біля 14,0 млрд м³, вугілля – близько 1,5 млн т. Нетрадиційні та відновлювальні види енергії становлять 0,87 млн т у.п.

Одною з найгостріших проблем галузі є нераціональне та неефективне використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) підприємствами ЖКГ. Зокрема, втрати теплової енергії упродовж року складають, у середньому, понад 13 млн Гкал, що становить 11 % від обсягів відпущеної теплової енергії, марно витрачаються понад 2,1 млрд м³ природного газу. Це обумовлено насамперед незадовільним технічним станом об'єктів житлово-комунального господарства, рівень зносу основних фондів якого становить більш ніж 50 %. За оцінками

експертів впровадження заходів із енергозбереження лише у ЖКГ має потенціал щодо зменшення споживання:

- газу під час виготовлення, транспортування та постачання теплової енергії в системі житлово-комунального господарства у середньому на 22 %;

- електроенергії в системах водопостачання та водовідведення на 15 – 20 %.

Обсяги втрат і необлікованої питної води на підприємствах водопровідно-каналізаційного господарства у містах України перевищує 30 % і в окремих випадках може сягати 60 % від поданої в систему води. Через незадовільний стан мережі та неоптимальний режим роботи насосних станцій втрачається майже чверть споживаної електроенергії.

За оцінками фахівців лише на опаленні будинків перших масових серій щорічно втрачається понад 600 млн м³ газу, а неефективне використання електроенергії у водопровідно-каналізаційному господарстві становить майже 2 млрд кВт·год.

Втрати теплової енергії та природного газу, що використовується на виробництво втраченої теплової енергії в комунальній теплоенергетиці у схемах централізованого тепlopостачання, свідчать про те, що втрати під час виробництва (на котельнях) сягають до 22 %, під час транспортування теплової енергії до 25 %. Але найбільші перевитрати природного газу припадають на виробництво теплової енергії, що втрачається у споживача (до 30 %). Впровадження сучасних технічних можливостей, досягнень науки та техніки свідчать про можливість зменшення втрат природного газу під час постачання, транспортування та використання газу в середньому по країні на 22 %.

Житлово-комунальне господарство України – це єдина група споживачів країни, яка не зменшила загальних обсягів енергоспоживання в ХХІ сторіччі. Використання енергоресурсів на одиницю виготовленої продукції та наданих комунальних послуг більш ніж у 1,5 рази перевищують зарубіжні показники.

Витрати на одного мешканця в Україні становлять 0,7–1,0 т у.п., тоді як у Європі цей показник значно менше. Зокрема, в існуючих будівлях із централізованим тепlopостачанням, на одного мешканця, у перерахунку на 1 м² площі, на території

України витрачається 1,4 т у.п. на рік, що в 1,5 рази більше, ніж у США та в 2,5-3 рази більше, ніж у Швеції. Перевищення витрати ПЕР на виробництво будь-якої продукції призводить до підвищення енергоємності підприємств. Енергоємність національного продукту в Україні сьогодні становить 0,89 кг у.п./дол. У розвинутих країнах Європи – у середньому у 3 рази менше (зокрема у Німеччині – 0,26 кг у.п./дол.).

Витрати палива на вироблення 1 Гкал тепла в комунальній теплоенергетиці становлять 160–180 кг у.п., у розвинутих країнах – 145–150 кг. Перевитрата палива призводить до викидів в атмосферу 45 г/МДж СО замість 26 г/МДж СО.

У багатьох країнах Західної Європи, а від 2012 року і в Україні, впроваджуються проекти енергозберігаючої санації житлових будівель [241].

10.3 Державний контроль, проблеми ЖКГ

Державний контроль за дотриманням суб'єктами у сфері житлово-комунального господарства законодавства, стандартів, нормативів, норм, порядків і правил стосовно утримання, обслуговування, експлуатації систем водо-, тепlopостачання, водовідведення, газопостачання та іншого інженерного обладнання багатоквартирних житлових будинків, утримання, обслуговування і використання житлового фонду, кількості та якості житлово-комунальних послуг, формування цін/тарифів на житлово-комунальні послуги, а також у сфері благоустрою населених пунктів та галузі поховання здійснює Державна житлово-комунальна інспекція (Держжитлокомунінспекція).

Органом державного регулювання у сфері комунальних послуг є Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері комунальних послуг – державний колегіальний орган.

Завдання Комісії – регулювання та ліцензування діяльності у сфері генерації, транспортування та постачання тепла, а також централізованого водопостачання та водовідведення. Під контролем Комісії знаходяться підприємства, що надають (мають намір надавати) послуги з централізованого водопостачання у населених пунктах, чисельність населення

яких становить більше ніж сорок тисяч осіб або системи централізованого водопостачання та водовідведення яких розташовані на території двох або більше областей: підприємств з іноземними інвестиціями, а також підприємства теплоенергетики, які мають намір провадити господарську діяльність з виробництва теплової енергії на території двох або більше областей України або відпускати із джерел теплової енергії, що належать йому на правах власності або користування, для потреб споживачів теплової енергії в обсязі, що перевищує 20 тисяч Гкал на рік; мають намір здійснювати господарську діяльність із транспортування теплової енергії на території двох або більше областей України.

Однак, не зважаючи на існування жорсткого Державного контролю, житлово-комунальне господарство вже багато років є однією з найбільш проблемних галузей у нашій країні. Мало не кожні п'ять років її беруться реформувати, призначають нових голів Міністерства, проте нічого не змінюється: тарифи на обслуговування зростають, а будинки та комунікаційні мережі поступово занепадають.

У країні зберігається тенденція до збільшення аварійного та старого житлового фонду (на рівні 0,7 %). Централізованими системами водовідведення забезпечено лише 5,6 % населених пунктів України. Зношеність основних фондів у системі водопостачання складає понад 62 %, 25 % водопровідних очисних споруд потребують відновлення, кожна п'ята насосна станція відпрацювала нормативний термін амортизації. Близько 35 % каналізаційних і більш ніж 37 % водопровідних мереж перебувають у аварійному або ветхому стані. Відповідно, витоки або невраховані втрати води становлять понад 40 % відпущеного обсягу споживачам. Близько 4,6 млн громадян отримують питну воду з місцевих джерел із відхиленнями від нормативних вимог за фізико-хімічними показниками, для 2,5 млн водопостачання відбувається за графіком. Системи централізованого теплопостачання забезпечують потребу в теплі близько 55 % населення країни. До того ж більше 20 % котелень експлуатуються понад 20 років та мають застаріле малоефективне обладнання, що призводить до значних витрат палива (на 20 % вище, ніж середньосвітові) й високого рівня

забруднення навколишнього середовища. Теплові мережі характеризуються низькою надійністю та незадовільною теплоізоляцією, що зумовлює втрату більш ніж 11 % реалізованої теплової енергії; близько 15 % із них знаходяться у ветхому та аварійному стані.

Важливо відзначити, що характерною рисою сучасного ЖКГ України є те, що ні зростання тарифів на житлово-комунальні послуги (ЖКП), ні збільшення обсягів бюджетного субсидування на їхнє відшкодування, ні зусилля відповідних органів влади практично не позначаються на якості наданих послуг та фінансово-економічному стані підприємств ЖКГ. Навпаки, незважаючи на такі зусилля, спостерігається, з одного боку, невдоволення населення якістю та надійністю послуг і нагнітання соціальної напруги через постійне збільшення їхньої вартості, з іншого – зростання фінансового навантаження на бюджети, погіршення фінансових можливостей підприємств ЖКГ, неможливість розвивати житловий фонд і комунальну інфраструктуру [242].

Узагалі наявні такі ключові проблеми з ЖКГ України:

- слабка фінансова спроможність житлово-комунальної сфери;
- застарілість та низька ефективність, вразливість, зокрема перед ціновим фактором, існуючої системи енерго- та теплозабезпечення помешкань;
- погана керованість, неконтрольованість, низька якість роботи підприємств житлово-комунальної галузі та послуг, що ними надаються;
- нерівноправність відносин, незахищеність мешканців перед свавільними діями постачальників комунальних послуг.

10.4 Реформування житлово-комунального господарства та стан їхнього впровадження

Основними нормативними документами щодо реформування ЖКГ України є «Програма реформування і розвитку житлово-комунального господарства на 2002–2005 роки і на період до 2010 року» [243] та «Загальнодержавна програма реформування та розвитку житлово-комунального

господарства України на 2009–2014 рр.» [244]. Варто також зазначити, що важливим досягненням 2011 року з погляду нормативно-правового забезпечення процесів технічної модернізації у сфері ЖКГ стало розроблення проекту Концепції Державної цільової програми модернізації та розвитку систем теплозабезпечення України на 2012 – 2022 рр. [245, 246], спрямованої на зменшення енергоємності виробництва, зокрема по природному газу [247].

У цих програмах визначено головні напрямки удосконалення роботи галузі, підвищення якості обслуговування населення. Пріоритетним напрямком прискореного реформування ЖКГ є проведення ефективної енергозберігаючої політики. Мета Програм полягає у визначенні засад реалізації державної політики реформування житлово-комунального господарства, здійснення заходів щодо підвищення ефективності та надійності його функціонування, забезпечення сталого розвитку для задоволення потреб населення і господарського комплексу в житлово-комунальних послугах відповідно до встановлених нормативів і національних стандартів.

У додаток до цього 11 лютого 2015 року Верховна Рада України розглянула законопроект № 1640 «Про Єдину державну систему моніторингу виробництва, постачання, транспортування, споживання та оплати за паливно-енергетичні ресурси і комунальні послуги» (ЄДСМ) [248, 249].

Результати проведеної реформи станом на 2014 р. У 2014 році офіційно закінчився термін реалізації державної Програми реформування та розвитку житлово-комунального господарства на 2009–2014 роки. Питанням залишається, чи вдалося якось поліпшити ситуацію в Україні з її допомогою?

Основними завданнями Програми, яку почали реалізовувати ще в 2009-му році, були: розвиток державного регулювання діяльності природних монополій на ринку комунальних послуг, формування державної житлової політики, створення розвинутого конкурентного середовища на ринку обслуговування житла, зокрема впровадження комплексної реконструкції застарілого житлового фонду з залученням інвесторів-забудовників на конкурсній основі. Крім того, влада

бралася за забезпечення беззбиткового функціонування підприємств житлово-комунального господарства, його технічне переоснащення, скорочення питомих показників використання енергетичних та матеріальних ресурсів, зокрема створення дієвого й прозорого механізму стимулювання використання альтернативних джерел енергії та видів палива. Програма також повинна була стимулювати залучення інвестицій і співпрацю з міжнародними фінансовими установами та донорськими організаціями, а також взаємодіяти з громадськістю з питань формування житлової політики та реформування житлово-комунального господарства. На все це планувалося витратити 23,4 млрд грн з державного бюджету.

Крім того, Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України (Мінрегіон) зобов'язалося залучити в галузь 50–60 млрд грн інвестицій, кредити та гранти з боку міжнародних фінансових інститутів з яких 70 % фінансового навантаження мали лягти на державний бюджет, а 30 % – на місцеві, проте частки могли змінюватися залежно від характеру реалізованих проектів і програм.

Поетапно також мала впроваджуватися передача управління багатоквартирним житловим фондом власникам (тобто безпосередньо громадянам України), а створення Об'єднань співвласників багатоквартирного будинку (ОСББ) до кінця 2014-го року передбачалося зробити обов'язковим.

Ще в Програмі значилися пункти, які до початку 2015-го року забезпечили б українців якісною питною водою, термосанація будинків, оновленням складом міського електротранспорту, доступним житлом, а також законодавчою базою, у якій будуть прописані реальні механізми передачі житлофонду житловим об'єднанням. Узагал житлові стандарти обіцяли гармонізувати з європейськими, будівельні норми та правила оновити, а тарифи на послуги тепло-, водопостачання і водовідведення привести до економічно обґрунтованого рівня.

Індикаторами успіху мали стати 95 %-вий рівень оплати населенням житлово-комунальних послуг, збільшення до 70 % кількості ОСББ в будинках, зменшення частини старих та аварійних тепломереж з 15,7 % до 12 %, зниження споживання

природного газу на 15 % до 2014-го року, зниження споживання решти ресурсів мінімум на 3 % і забезпечення 100 % обліку спожитих послуг.

Незважаючи на те, що 2014-й рік є останнім роком реформи ЖКГ, уряд ще жодного разу не відзвітував про її виконання. Невелику довідку можна знайти тільки на сайті Мінрегіону. У ній йдеться про те, що в 2013-му році Міністерство реалізувало 17 із 33 заходів за напрямом «Реформа житлово-комунального господарства», що становить 51 % від запланованого та планує реалізувати ще 16 заходів у 2014-му році.

Таку скромність легко пояснити. У 2013-му році на потреби галузі ЖКГ було виділено 6,1 млрд грн. Однак 5,1 млрд грн пішли на виплату субвенції місцевим бюджетам для компенсації підприємствам галузі різниці в тарифах. Ще 1,5 млн грн Мінрегіон направив на заходи з поховання жертв війни та політичних репресій, 5,8 млн грн на запобігання техногенних катастроф і аварій у м. Славутич. Усе це не є пунктами Програми реформування та розвитку житлово-комунального господарства.

Отже, на реформу в 2014 році залишилося близько 900 млн грн. Велика частина була спрямована на модернізацію системи водопостачання в межах проекту Світового Банку «Розвиток міської інфраструктури» у м. Миколаєві (194,3 млн грн), фінансування заходів із координації та реалізації цього проекту (1,3 млн грн), виплату субвенцій на капітальний ремонт систем централізованого водопостачання та водовідведення (232,2 млн грн). Проте місцева влада м. Миколаєва все одно недоотримала майже 300 млн грн на модернізацію та 1,1 млн грн на фінансування заходів із координації.

До речі, цифри «не блищали» і в попередні роки. Наприклад, у 2011-му році Рахункова палата провела власний аудит використання бюджетних коштів, виділених на реалізацію завдань реформи, та виявила порушення вимог законодавства при фінансуванні проектів програми в 2009–2010 роках та першому півріччі 2011 року на суму 138,1 млн грн, а також факти неефективного використання коштів у розмірі 14,1 млн грн.

У 2012-му році на розвиток ЖКГ виділили 5 млрд грн, однак Мінрегіону з них дісталось тільки 2 млрд грн.

Згідно з даними Мінрегіону, станом на початок грудня 2013 року в Україні створено 16,847 тис. об'єднань співвласників багатоквартирних будинків, що становить 21,1 % загальної кількості багатоповерхових будинків країни. Однак згідно з реформою до кінця 2013-го року цей показник мав скласти 32,95 тис., а передати під управління ОСББ передбачалося 51 % загальної площі багатоквартирного житлового фонду з 0,4 %-ю часткою аварійних та старих будинків. Насправді ж, більше половини будинків українців потребують капітального ремонту. Про обов'язковість створення мешканцями ОСББ мова ще взагалі не йде.

За даними Мінрегіону та національних галузевих регуляторів, сьогодні окупність витрат підприємств галузі варіюється в діапазоні 60–75 %. Проте Програмою реформування та розвитку житлово-комунального господарства було передбачено, що в 2013 році водо- і теплопостачальні підприємства вийдуть на 100-відсотковий рівень окупності витрат на виробництво та надання послуг споживачеві. Передбачалося також, що вони вийдуть на беззбиткову рентабельність у 5–7 %, у той час як насправді збиток підприємств галузі вже давно перевищив 4 млрд грн.

Крім того, в Україні досі не прийнято закон, який регулює діяльність ОСББ (мав з'явитися в 2010-му році) і продовжує працювати механізм перехресного субсидування, який за допомогою реформи передбачалося ліквідувати.

Загальнодержавна програма «Питна вода України» так досі і не була профінансована. А в жовтні минулого року парламентарії не прийняли в другому читанні проект Закону № 0856 «Про енергетичну ефективність житлових та громадських будівель», який мав зробити обов'язковими паспорти енергетичної ефективності будівлі під час будівництва нових будинків, а також їхньому капітальному ремонту, реконструкції, відчуження або передачі в оренду.

Загалом невдачу реформи визнають майже всі експерти. Однак причини називають різні.

На реформі житлово-комунального господарства країни, що

не відбулася, залишається тільки повчитися та всерйоз зайнятися іншими речами: наприклад, розробити реформу модернізації самого житлового фонду, у якій буде місце для конкретних програм із удосконалення теплоенергетики, водоканалізаційного господарства, утилізації побутових відходів. В іншому випадку, боротися з «радянською спадщиною» у вигляді зруйнованих будинків українцям доведеться ще не один десяток років [250].

Результати аналізу проведення реформи полягають у такому:

1. Основні загрози для реалізації Загальнодержавної програми реформування та розвитку ЖКГ сьогодні – це відсутність системних комплексних підходів до реалізації запланованих у ній заходів, а також популістські настрої в суспільстві в умовах постійних виборчих кампаній та боротьби політиків за голоси електорату.

2. Залишається актуальним питання систематизації законодавства, що регулює діяльність у житлово-комунальній сфері, – в аспекті його спрощення, дерегуляції та звільнення від існуючих протиріч, що дало б можливість використовувати приватний бізнес, зробивши ЖКГ інвестиційно привабливим та почати масштабну модернізацію його інфраструктури.

3. Важливий фактор реалізації програми реформування ЖКГ – залучення до участі в цьому процесі суспільства (інститутів громадянського суспільства, наукових установ, приватного бізнесу та безпосередньо населення). Протягом усього періоду реформування держава нехтувала питаннями організації широкого громадського обговорення проблем галузі – жодного разу не передбачалося використовувати на це кошти, хоча така стаття витрат є в Загальнодержавній програмі реформування. Якщо держава не змінить свою позицію і не зосередить увагу на цьому завданні, отримати суспільну підтримку для виконання реформ буде неможливо.

4. Найбільш істотними напрямками, яким майже не приділялося уваги протягом реформування ЖКГ, є питання створення нової житлової політики та механізмів її реалізації, а також системи фінансового забезпечення діяльності суб'єктів ринку ЖКГ, зокрема щодо тарифної політики та бюджетної

підтримки. Зазначені питання мають бути ретельно відпрацьовані вченими і практиками з урахуванням їх надзвичайного значення для модернізації житлово-комунальної інфраструктури на засадах енергоефективності та для забезпечення фінансової стійкості державного бюджету.

5. Оскільки питання вдосконалення тарифної політики в житлово-комунальній сфері є дуже складним, а проблеми, які необхідно вирішити для приведення цін й тарифів на ЖКП до економічно обґрунтованого рівня, відповідно до вимог МВФ, глибинними і вимагаючими застосування системного підходу.

6. Щодо самої Програми реформування ЖКГ відзначимо, що об'єктивну оцінку ефективності та результативності передбачених нею заходів не можна здійснити через її неналежне фінансування (істотне недофінансування або повна його відсутність для окремих напрямків, розпорошеність фінансових коштів заради фінансування одних і тих же заходів за різними бюджетними програмами). Такий підхід зводить нанівець виконання Програми, позбавляє її системності та завершеності.

Зазначені моменти вимагають перегляду питань підготовки та затвердження державних цільових і, відповідно, бюджетних програм, підвищення їхньої результативності та відмови від їх декларативності.

У роботі, на основі інформації, що мається, проведено загальний аналіз проблем та результатів реформування за останні роки такої важливої складової житлово-комунального господарства України як комунальна теплоенергетика, зокрема під час виконання заходів, передбачених діючими загальнодержавними і галузевими програмами в цій сфері; визначені основні ризики та сформульовані пропозиції щодо забезпечення успішної реалізації програми реформування житлово-комунального господарства [250].

Як приклад наведено детальний аналіз результатів діяльності та енергозберігаючих заходів, що впроваджуються КП «Харківські теплові мережі» з метою реалізації «Загальнодержавної програми реформування та розвитку житлово-комунального господарства України на 2009–2014 роки».

11 ЦЕНТРАЛІЗОВАНЕ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ УКРАЇНИ НА ПРИКЛАДІ КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»

11.1 Структура КП «Харківські теплові мережі». Установлене теплогенерувальне обладнання

Комунальне підприємство «Харківські теплові мережі» – одне з найбільших підприємств комунальної енергетики не тільки в Україні, але і в Європі. Воно забезпечує централізованим теплопостачанням більш 30,26 млн м² площ, що опалюються (майже 8 500 будівель, зокрема більше ніж 5 900 житлових будинків) та близько 880 тис. мешканців гарячим водопостачанням [251].

Система теплопостачання міста – замкнута. Поряд із централізованою системою теплопостачання (ЦСТ), що охоплює найбільш великі теплогенерувальні потужності та функційно взаємопов'язана, наявні квартальні котельні, які функціонують автономно. До магістральних і розподільних теплових мереж під'єднані центральні та індивідуальні теплові пункти (ЦТП, ІТП), де здійснюється підігрівання гарячої води та розподіл теплоносія по внутрішньоквартальних теплових мережах до споживачів.

На рисунку 11.1 подана схема теплопостачання м. Харкова. До складу КП «ХТМ» входять такі великі енергоджерела [251]:

- ТЕЦ-3 зі встановленою тепловою потужністю 880 Гкал/год;

- котельня Шевченківського району зі встановленою тепловою потужністю 300 Гкал/год та приєднаним електричним навантаженням 4 867 кВт;

- котельня Індустріального району ТЕЦ-4 зі встановленою тепловою потужністю 825 Гкал/год та приєднаним електричним навантаженням 13 470 кВт;

- котельня Київського району зі встановленою тепловою потужністю 140 Гкал/год та приєднаним електричним навантаженням 3 680 кВт;

- котельня Слобідського району зі встановленою тепловою потужністю 400 Гкал/год та приєднаним електричним

навантаженням 5 829 кВт;

- котельня Новобаварського району зі встановленою тепловою потужністю 114,2 Гкал/год та приєднаним електричним навантаженням 1 954 кВт;

- Салтівська котельня зі встановленою тепловою потужністю 780 Гкал/год.

Схема
централізованого
теплопостачання
м.Харкова
в зимовий період
Існуюча

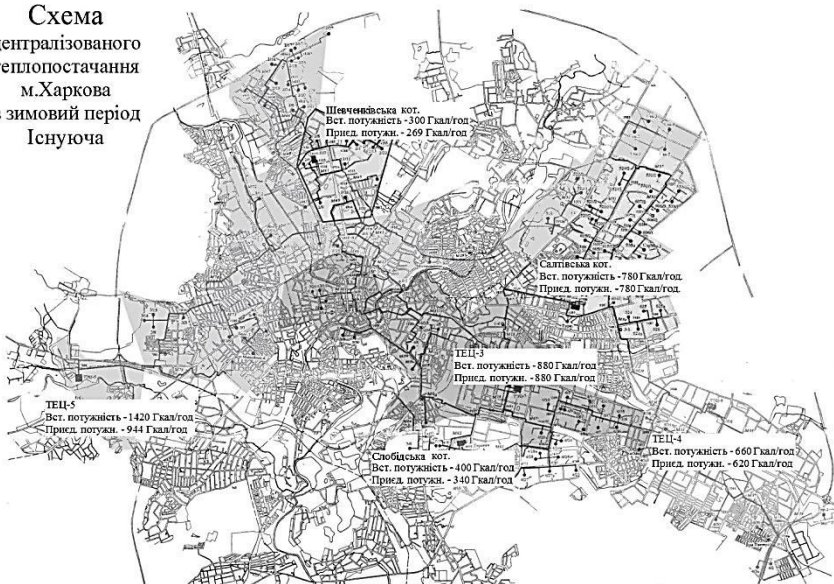


Рисунок 11.1 – Схема теплопостачання м. Харкова в зимовий період

Сумарна теплова потужність джерел теплопостачання КП «ХТМ» становить 4 500,2 Гкал/год.

Крім зазначених великих котелень, у складі комунального підприємства перебуває значна кількість котелень різної теплової потужності.

На котельнях малої (до 10 Гкал/год) і середньої (від 10 до 50 Гкал/год) продуктивності встановлено теплогенеруюче обладнання таких типів:

- а) котлоагрегати теплопродуктивністю понад 10 Гкал/год – ПТВМ-30, ПТВМ-50, ДЕ-25/14;

б) котлоагрегати теплопродуктивністю від 3 до 10 Гкал/год – ДКВР-10/13, ДКВР-6.5 /13, ТВГ-4, ТВГ-8М, КВГ-4, КВГ-6.5, КБНГ-3.15;

в) котлоагрегати теплопродуктивністю від 1 до 3 Гкал/год – ДКВР-2.5/13, ДКВР-4/13, КБНГ-2.5, ВК-21, ТГ-3, НІКА-1.25, Ланкаширський;

г) котлоагрегати теплопродуктивністю менше 1 Гкал/год – КваС-4.0, -0.8, НІСТу, Універсал, Надточія, Енергія, Шухова, КОВ-45, -75, НІКА-0.5, Стребея, Стреля, АОГВ-50, АОГВ-100, КЧ, КСГМ, Е-1/9Г, МЗК7КГ, Ospray 220 CF, та інші котли іноземного виробництва, що мають ефективні палиники та газову автоматику.

Для забезпечення примусової циркуляції теплоносія в системі опалення і забезпечення необхідних напорів у тепловій мережі на квартал, місцеві котельні оснащені насосним обладнанням:

а) продуктивністю понад 100 м³/год – КМ100-80-160, К100-65-200, К100-65-250, К160-20, Д200-95, Д320-50, Д320-70, ДНЦ-150-400, НКЦ-140, НКЦ-150, КМ150-125/315;

б) продуктивністю від 50 до 100 м³/год – 4К-6, 4К-8, 4К-12, 4КМ-8, 4КМ-12, К80-50-200, К-65-160, К90-55, -85, -20, НКЦ-90, ЦНСГ-60;

в) продуктивністю від 10 до 50 м³/год – 2К-6, 3К-6, К20-30, К45-30, -55, -90, К50-32-125, К65-50-160, К80-50-200, -65-160, ВК5-24, ЦНСГ-38-176, -198, -220А, КС12-50;

г) продуктивністю до 10 м³/год – 1,5К-6, ВК-26.

У таблиці 11.1 подано показники роботи підприємства в попередній період.

Таблиця 11.1 – Основні показники роботи КП «ХТМ»

Показники	Од. виміру	Значення
Теплова енергія відпущена споживачам	тис. Гкал	5988,0
Витрати на власні потреби	%	1,5
Втрати в мережах	%	15,8
Питома витрата палива	кг у.п./Гкал	154,54
Питома витрата електроенергії на відпущену Гкал	(кВт·год)/Гкал	22,1

КП «Харківські теплові мережі» приділяє велику увагу скороченню нерентабельних малопотужних котелень із перепідключенням їх до централізованого теплопостачання. Крім того, постійно ведуться роботи зі заміни зношених теплових мереж на попередньо ізольовані труби, заміни горілчаних пристроїв, автоматизації та диспетчеризації, установки приладів обліку.

Варто зазначити, що наявність одних тільки ефективно працюючих джерел теплової енергії та теплових мереж не вирішує повною мірою проблему енергозбереження за сьогочасного стану внутрішніх систем теплоспоживання.

Із огляду на це завдання скорочення витрат паливно-енергетичних ресурсів у комунальній теплоенергетиці необхідно вирішувати комплексно, починаючи з організації виробництва і закінчуючи раціональним використанням теплової енергії у споживачів.

Теплові мережі. КП «Харківські теплові мережі» експлуатує теплові мережі загальною протяжністю 1 602,3 км у двохтрубному вимірі, із яких більш ніж 500 км зі значним фізичним зносом. Основна кількість дефектів у магістральних теплових мережах виявляється шляхом опресування підвищеним тиском і ретельної перевірки на щільність, а також – проведення випробувань на розрахункову температуру.

Основний спосіб прокладання існуючих теплових мереж – у підземних прохідних, напівпрохідних і непрохідних каналах, а також повітряне прокладання на естакадах і безканальна підземна.

Кількість перекладених мереж із заміною на попередньо ізольовані труби останні роки збільшується, однак брак фінансових коштів не дозволяє провести заміну в повному обсязі. Через наявність істотного зносу мереж спостерігається тенденція зростання загальної кількості дефектів, що негативно відбивається на їхній надійності та, відповідно, призводить до зростання втрат теплової енергії з витокami теплоносія. Обсяг мереж для заповнення теплоносієм для опалення становить – 237 913 м³.

На величину фактичних теплових втрат впливає стан теплової ізоляції, вид і спосіб прокладання мережі, затоплення підземних теплотрас водою з теплової мережі та поверхневими водами та супутніми комунікаціями водопостачання та водовідведення.

На підприємстві розроблені та затверджені норми сумарних теплових втрат по котельнях філій та по підприємству в цілому. Норми втрат тепла розраховані по магістральних і внутрішньоквартальним мережам. Загальновиробничі допустимі втрати тепла в мережах КП «ХТМ» погоджені Національною комісією та становлять 15,8 %.

Розрахунок втрат під час транспортування теплоносія тепловими мережами виконується за розробленою фахівцями підприємства програмою, що враховує особливості існуючої схеми тепlopостачання м. Харкова та режими роботи теплових мереж. До програми входить розрахунок магістральних, розподільних і внутрішньоквартальних теплових мереж.

Наразі протяжність трубопроводів теплової мережі, що мають пінополіуританову ізоляцію становить близько 50 км (в однотрубному виконанні).

Стан внутрішніх поверхонь трубопроводів, а також відповідність їхніх діаметрів проектним даним значною мірою визначають витрати електричної енергії на транспортування теплоносія. На підприємстві існує низка ділянок магістральних і внутрішньоквартальних теплових мереж, які мають завищений у 1,5–2,0 рази гідравлічний опір, що призводить до додаткових витрат електричної енергії на перекачування теплоносія і до можливого недопостачання теплової енергії споживачеві. До аналогічних наслідків призводить також підвищений гідравлічний опір внутрішньобудинкових систем.

Насосні станції. Центральні та індивідуальні теплові пункти. Необхідні витрати і тиск у системі тепlopостачання від основних джерел теплової енергії м. Харкова забезпечують 11 насосних станцій.

Насосні станції є значними споживачами електричної енергії. Щодо загальних витрат, то споживання електроенергії насосними станціями становить близько 13 %.

Устаткування насосних станцій має значне зношення. Системи контролю та регулювання параметрів теплоносія, що транспортується, виконані на застарілій елементній базі. Значно скоротити споживання електроенергії можна шляхом застосування сучасного насосного обладнання та частотно-регульованих приводів (планується встановити 34 комплекти).

На всіх насосних станціях, що транспортують теплоносії, ведеться облік споживання електроенергії за допомогою електрорічильників активної енергії.

Витрата води на власні потреби враховується за допомогою водомірів або розрахунковим шляхом із використанням нормативних даних.

Центральні теплові пункти призначені для розподілу теплової енергії в необхідному обсязі між споживачами. Система теплопостачання залежно від схеми її побудови може бути як залежною (пряме підключення споживачів від джерела), так і незалежною (через теплообмінні апарати).

Система теплопостачання м. Харкова охоплює 204 центральних теплових пунктів (ЦТП) та 85 індивідуальних теплових пунктів (ІТП), що дозволяють об'єднувати (підключати) в єдину мережу різні, зокрема і резервні джерела теплової енергії.

Близько 80 % усіх підключень споживачів здійснюється через ЦТП, що дозволяє більш ефективно, порівняно з прямим підключенням, управляти постачанням теплової енергії. Значна кількість будинків (близько 4 000) під'єднанні безпосередньо до теплової мережі або через гідроелеватори.

На ЦТП ведеться приладовий комерційний облік споживання електроенергії та води (з розбивкою її за призначенням, у низці випадків розрахунковим методом). Розподіл теплової енергії на великих ЦТП (технічний облік) визначається розрахунковим шляхом із використанням показань приладів вимірювання витрати та температури.

Програмою перспективного розвитку та реконструкції системи теплопостачання м. Харкова передбачені заміна і ремонт насосного та теплообмінного обладнання ЦТП з установкою автоматики контролю та регулювання параметрів теплоносія, що дозволить підвищити надійність і якість

теплоносія у разі зниження витрат електроенергії та втрат теплової енергії.

В експлуатації, поряд із безліччю пластинчастих теплообмінників, знаходяться ще й малоефективні кожухотрубні теплообмінники застарілих конструкцій. Наявність відкладень на поверхнях теплообміну, а також значної кількості заглушених трубок призводить до підвищеного гідравлічного й термічного опору апаратів, що викликає підвищені енергетичні витрати.

Одним із пріоритетних завдань є зниження споживання електроенергії шляхом регулювання та оптимального використання енергоспоживаючого обладнання. Оптимальним рішенням цього завдання в системах із нестабільними режимами роботи, насамперед, у системах гарячого водопостачання з нерівномірним водорозбором протягом доби є впровадження частотно-регульованих електроприводів насосного обладнання.

Істотно на економічність роботи систем розподілу теплової енергії також впливає відсутність у схемах управління електронних регуляторів, що дозволяють забезпечити підтримання комфортної температури повітря в приміщеннях згідно з заданим графіком споживання, ліквідувати весняно-осінні перевитрати тепла на опалення будівель, забезпечити підтримання необхідної температури гарячої води в системі ГВП та інше.

Для підвищення енергоефективності системи теплопостачання підприємство планує застосувати індивідуальні теплові пункти, встановлювані для окремих (або групи) будівель. Це дозволить поступово ліквідувати багато існуючих енергоємних ЦТП, а також досягти зниження теплових втрат у мережах (перехід від 4-х трубних мереж до 2-х трубних), витрат електроенергії на перекачування теплоносія, забезпечити можливість регулювання та обліку фактично споживаної теплової енергії залежно від вимог споживача.

У підсумку видається можливим реалізувати якісно-кількісний спосіб регулювання відпускання теплової енергії.

11.2 Споживання електроенергії

Споживання електроенергії та фінансові витрати на її придбання займають друге місце в формуванні собівартості продукції. Варто зазначити, що в зимовий період платежі за електроенергію відносно палива становлять 10–12 %, а в літній період 22–25 %. Отже, питання зниження витрат на електроенергію є актуальним. На рисунку 11.2 подано помісячний графік витрати електроенергії всіма котельнями КП «ХТМ».

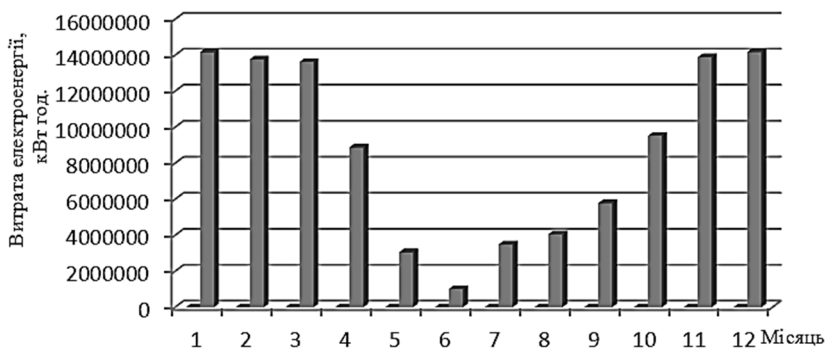


Рисунок 11.2 – Динаміка помісячного споживання електроенергії

Структура розподілу споживання електроенергії основними технологічними об'єктами подано на рисунку 11.3.

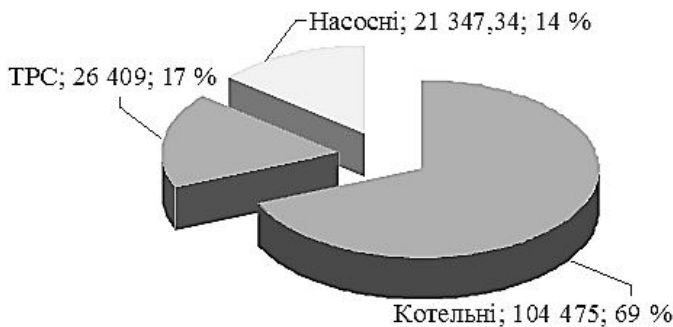


Рисунок 11.3 – Розподіл споживання електроенергії

Як видно з поданої діаграми, найбільшим споживачем електроенергії є котельні.

Варто зазначити, що в загальній сумі спожитої електроенергії понад 100 млн кВт·год на рік, частка великих котелень м. Харкова (по вул. Шекспіра, 17, вул. Академіка Проскури, 1, вул. Академіка Костичева, 2/1, вул. Москалівська, 99) та ТЕЦ-4 складає більше 40 %. Нижче на діаграмі наведено співвідношення споживання електроенергії зазначеними котельнями по відношенню до решти об'єктів КП «ХТМ», включаючи ТЕЦ-3 та Салтівську котельню (рис. 11.4).

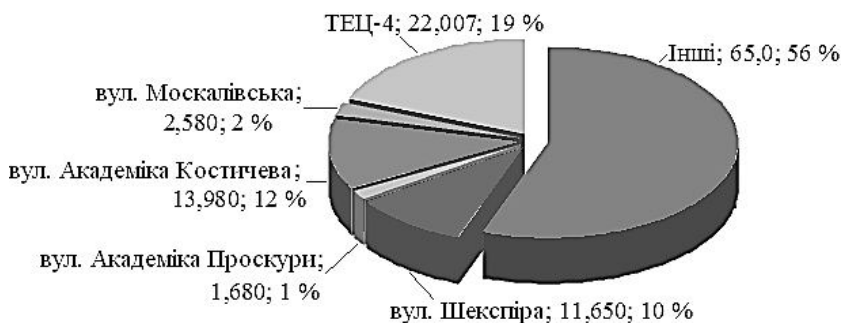


Рисунок 11.4 – Діаграма співвідношення споживання електроенергії котельнями КП «ХТМ»

Подані вище міркування можуть бути обґрунтовані впровадження установок когенерації на найбільш великих котельнях. Далі необхідно провести індивідуальний аналіз кожної котельні.

11.3 Упровадження заходів із підвищення енергоефективності

Підвищення енергоефективності є стратегічною лінією розвитку економіки та соціальної сфери у найближчому майбутньому. Україна має величезний невикористаний потенціал енергозбереження, що становить 42–48 % від енергоспоживання [252].

Система тепlopостачання міста Харкова є однією з найбільших в Україні. Основне обладнання джерел, системи транспортування і розподілу теплової енергії морально і фізично застаріло. Частина обладнання вичерпала свій ресурс і працює поза його межами, що є причиною малої енергоефективності та низької надійності системи.

КП «Харківські теплові мережі» послідовно здійснює реалізацію заходів із енергозбереження, що включають модернізацію обладнання, зниження енергоємності виробництва, впровадження енергозберігаючих технологій, робіт із реконструкції котелень та центральних теплових пунктів, перекладення теплових мереж із застосуванням попередньо ізолюваних труб у пінополіуретановій теплоізоляції, впровадження нової техніки і технологій.

Протягом опалювального періоду технологічне обладнання знаходиться у роботі. Основна ремонтна кампанія з підготовки до роботи, заміни неефективного обладнання, впровадження заходів із енергозбереження починається із закінченням опалювального сезону і триває протягом літнього періоду. Водночас здійснюється безперебійне забезпечення гарячою водою споживачів міста з урахуванням графіка виведення технологічного обладнання в ремонт.

Незважаючи на проведені заходи по ремонту та модернізації теплових мереж, має місце збільшення пошкоджуваності устаткування на теплових мережах, у зв'язку зі старінням трубопроводів, яке випереджає їх оновлення. Трубопроводи в переважній більшості прокладені в непрохідних залізобетонних каналах різної конструкції з ізоляцією з мінеральної вати, не захищених від проникнення ґрунтових вод і води з суміжних комунікацій. Ізоляція, у яку потрапила рідка вода, може мати теплопровідність, що до 15 разів перевищує теплопровідність сухої ізоляції. А у разі замерзання мокрою ізоляції її теплопровідність може збільшитися в 60 разів і більше. У разі змочування сухої волокнистої ізоляції її теплопровідність збільшується в 24 рази, а у разі подальшого замерзання – до 100 разів.

Заміна пошкоджених ділянок теплових мереж, які відпрацювали свій ресурс, на попередньо ізольовані трубопроводи в пінополіуретановій ізоляції дозволяє:

- у 2–2,5 рази знизити теплові втрати порівняно з традиційними матеріалами (зміною до СНіП уведені такі норми теплових втрат, що тільки пінополіуретан укладається в них за достатньої (32–55 мм) товщини теплоізоляційного шару);

- пінополіуретанова ізоляція до 30 і більше років збільшує термін експлуатації трубопроводу;

- у разі застосування системи контролю зволоження ізоляції повністю виключити пошкодження трубопроводів від зовнішньої корозії;

- у 1,5 рази знизити вартість капітального будівництва порівняно з трубопроводами каналної прокладки в традиційних видах ізоляції;

- у 9–10 разів знизити річні витрати на експлуатацію тепломереж.

Починаючи з 2008 року КП «ХТМ» розпочали використання гнучких попередньо ізольованих труб «Ізопрофлекс». Неметалеві труби в ППУ ізоляції використовуються переважно для систем гарячого водопостачання. Порівняно з традиційними системами металевих трубопроводів, система забезпечує високий рівень стійкості до агресивних середовищ, вона не схильна до впливу корозії. Гнучкість труб «Ізопрофлекс» дозволяє використовувати їх практично за будь-яких варіантах прокладання трубопроводу і дає можливість вибирати оптимальний напрямок траси.

Як теплоізоляція у трубі «Ізопрофлекс» використовується пінополіуретан, що має дуже високий тепловий опір, у зв'язку з чим теплові втрати в трубах «Ізопрофлекс» мінімальні і в рази менше, ніж у традиційних трубах. Виконано перекладання більш ніж 240 км в однотрубному обчисленні трубопроводів опалення та гарячого водопостачання зі застосуванням труб у ППУ ізоляції та труб «Ізопрофлекс» [253].

КП «ХТМ» значну увагу приділяє відновленню теплової ізоляції теплових мереж (відновлено понад 190 км, зокрема зі застосуванням прогресивних методів нанесення рідких складів

надтонких ізоляційних покриттів Termalcoat, Mascoat), що дозволяє збільшити термін використання теплоізоляції та більш ніж у три рази знижує тепловтрати порівняно з мінераловатною тепловою ізоляцією.

Модернізація і заміна морально застарілих та фізично зношених котлів. За останні роки виконано роботи з капітального ремонту котельного обладнання, що дозволило підвищити ККД котлоагрегатів на 2–5 % шляхом зниження втрат теплоти до навколишнього середовища через обмурівку, поліпшити передачу тепла в конвективній частині котлоагрегату, зменшити його гідравлічний опір. Виконано капітальний ремонт 24 котлів.

У системі тепlopостачання міста поряд із високоефективними теплоджерелами функціонують локальні котельні з низьким ККД.

Виконано заміну малоефективних котлоагрегатів на 231 високоефективний котел. Цей захід дозволяє зменшити шкідливі викиди в навколишнє середовище, забезпечує підвищення безпеки роботи обладнання, підвищує ККД котелень на 10–20 %.

Одним із прикладів реалізації цього напрямку є впровадження нового експериментального котла КВМУ-1,25Гн, виготовленого ВАТ «Броварський завод комунального устаткування», на котельні по вул. Шевченко, 301 А.

Цей котел має низку переваг:

- простота конструкції завдяки використанню уніфікованих елементів, з яких збираються модульні блоки;

- широкий діапазон регулювання потужності (від 10 до 130 %) за повної відсутності хімічного й механічного недопалу;

- можливість роботи як під наддуванням, так і під розрядженням із використанням димососу;

- використання вторинного випромінювача, що спричиняє рівномірний розподіл теплового навантаження в топці з повторним спалюванням продуктів згоряння, передусім CO;

- високий середньорічний ККД (до 98 %) із глибокою утилізацією відхідних газів;

- невисока питома металоємність (на рівні 2,76 кг/кВт) завдяки простоті конструкції;
- довговічність через відсутність напружених ділянок і зон локального перегріву поверхонь;
- простота ремонту та обслуговування;
- надійна автоматика з регулюванням процесу вироблення тепла і електроенергії із застосуванням термоелектричних перетворювачів [254].

Комплексний підхід до вирішення завдання енергозбереження дозволив заощадити енергоресурси КП «Харківські теплові мережі» у кількості 1 060,7 млн м³ природного газу та 184,04 млн кВт·год електроенергії [255].

Заміна енергоємного обладнання. Заміна теплообмінного обладнання на оптимальне високоефективне дозволяє протягом року економити теплову енергію в процесі надання послуги якісного постачання гарячої води і теплової енергії. Виключає перетікання між теплоносієм та гарячою водою.

Здійснювалася заміна існуючого енергоємного обладнання на ефективне, з оптимальними характеристиками і капітальний ремонт існуючого встановленого обладнання із відновленням технічних характеристик до нормативних.

Виконано установку та капремонт теплообмінних апаратів у кількості 843 од. Виконано заміну й встановлення насосів – 857 од.

У випадках, коли теплове навантаження не відповідає проектним вимогам, тобто зменшення відпуску тепла призводить до неекономічного використання насосного обладнання, ефективним енергозберігаючим заходом є заміна насосного обладнання на певній ділянці на обладнання з оптимальними характеристиками, що дає можливість економити електричну енергію, не відхиляючись від нормативних режимів відпуску тепла. Виконано установку і заміну існуючих насосів на насоси з оптимальними характеристиками у кількості більше 40 од.

Заміна насосного обладнання на оптимальне дозволяє зменшити споживання електроенергії під час транспортування

теплоносія зі забезпеченням необхідних напірно-витратних характеристик.

Частотне регулювання. Найбільш просте та ефективне управління насосними агрегатами засноване на стабілізації тиску води на виході станції.

За нерівномірного графіка споживання води підтримання оптимального тиску в мережах здійснюється зазвичай за допомогою засувки на виході насосної станції (метод дроселювання). Насос постійно споживає з мережі номінальну потужність.

У разі використання перетворювача частоти оптимальний тиск досягається шляхом зміни швидкості обертання робочого колеса насосного агрегату.

Застосування сучасних засобів регулювання частоти обертів електродвигуна з широкими можливостями автоматизації дозволяє здійснювати економію електричної енергії в години мінімального споживання гарячої води, а також зменшити аварійність роботи систем споживання гарячої води завдяки зниженню надлишкового тиску, а також продовжити термін експлуатації насосного обладнання у разі забезпечення плавного пуску.

Виконано встановлення 150 частотних регуляторів на об'єктах теплопостачання.

Автоматизація виробничих процесів. Одним із ефективних методів енергозбереження є автоматизація процесів горіння палива в котельнях. Досконалість процесу горіння палива визначає економічність роботи котельної установки та сприяє захисту навколишнього середовища від забруднення. Подача палива і повітря в топку котла повинна здійснюватися в певному співвідношенні (як недостатня, так і надмірна подача повітря знижує ККД котла). Спалювання палива з високим коефіцієнтом надлишку повітря відмінним від оптимального, збільшує сумарні втрати теплоти з газами і хімічним недожогом. Збільшення коефіцієнту надлишку повітря підвищує температуру точки роси, інтенсифікуючи корозію низькотемпературних поверхонь нагріву, а зменшення

призводить до димлення і підвищеного забруднення поверхонь нагріву. Для конкретних умов спалювання палива є певне значення коефіцієнта надлишку повітря, що відповідає мінімуму втрат теплоти. Значення коефіцієнту надлишку повітря для сучасних котлів незначне і діапазон його змін, у межах якого забезпечується бездимне горіння палива, малий. Одже, співвідношення подачі палива і повітря в топку повинно підтримуватися автоматичною системою регулювання з високою точністю, що забезпечує максимальний ККД котла і мінімум втрат теплоти.

Автоматизація процесів горіння палива дозволяє:

- знизити гранично-допустимі викиди шкідливих речовин;
- усунути проблеми перевитрати палива;
- підвищити надійність та безпеку процесу вироблення теплової енергії.

У зв'язку з цим обладнання котельних агрегатів сучасними засобами автоматики і засобами авторегулювання є важливим фактором енергозбереження. Саме тому КП «ХТМ» здійснює встановлення засобів теплової автоматики, вимірювань і засобів авторегулювання.

12 ІНТЕГРАЦІЯ КОГЕНЕРАЦІЇ В ТЕПЛОВІ ЕНЕРГОДЖЕРЕЛА З ВИКОРИСТАННЯМ ТУРБІН НА ВОДЯНІЙ ПАРІ

12.1 Когенерація на котельні шляхом установаження парової турбіни з протитиском

Основні характеристики котельні, що впливають на вибір технічного рішення. Методологія дослідження та її послідовність. У наступних розділах 12 та 13 монографії наведені результати досліджень щодо питань згідно з такою, запропонованою автором, методикою, а саме:

- аналіз парку теплових енергоджерел комунальної енергетики (котелень й ТЕЦ), їхній розподіл щодо параметрів скидної теплоти, особливостей експлуатації та можливостей подальшого впровадження тих чи інших когенераційних технологій;

- виходячи з результатів технічного стану, вибір когенераційних технологій та енергетичних установок, їх техніко-економічний аналіз;

- формування (чи вибір) математичної моделі та обчислювального комплексу для проведення системного аналізу інтеграції когенерації у ті чи інші теплові енергоджерела;

- розроблення конкретних технологічних рішень і рекомендацій, аналіз можливих наслідків їхнього впровадження.

Основні параметри, що впливають на вибір технічного рішення, які забезпечують когенерацію на котельні:

- наявність на джерелі надлишкових парогенерувальних потужностей або відпустку пара споживачам після дроселювання;

- вартість 1 кВт встановленої потужності під час реалізації кожного з розглянутих рішень;

- максимальна величина електричної потужності, споживана на джерелі;

- умовна ціна і вид споживаного палива;

- ціна електричної енергії в мережі;

- величина завантаження джерела з відпуску теплоти на протязі року;

– забезпеченість теплогенерувальними потужностями.

Із попереднього аналізу зрозуміло, якщо порівнювати кількість теплоти, що відпускається, та теплові потужності, установлені на розглянутих котельних, то виявляється, що потреба в установці додаткових теплогенерувальних потужностей відсутня.

Можливості когенерації на теплоджерелах у разі застосування турбін водяної пари. Проведено аналіз п'яти районних котельень КП «Харківські теплові мережі» який показав, що на об'єктах за адресою вул. Шекспіра, 17 (ПТВМ-50 – 4 од., ПТВМ-100 – 1 од.), вул. Академіка Костичева, 2/1 (ПТВМ-100 – 4 од.), вул. Академіка Проскури, 1 (ПТ-ВМ-30М-4 – 3 од., ПТ-ВМ-30М – 1 од.) встановлені водогрійні котли, а на котельні по вул. Москалівська, 99 (ПТВМ-50-І – 2 од., ДЕ-25-14-гм – 1 од.) – котел насиченої пари. Наявність котлів такого типу не дозволяє реалізувати турбіни на водяній парі без установаження додаткових поверхонь нагрівання (пароперегрівача) в існуючих котлах або нових енергетичних котлів для виробництва пари відповідних параметрів.

Єдина котельня КП «ХТМ», на якій встановлені водогрійні котли (ПТВМ-100 – 3 од., ПТВМ-180 – 2 од.) та парові котли (НЛЗ 60/85 – 2 од., ДЭМ-105 – 1 од.) – на пр. Московському, 275.

Парові котли спроектовані для роботи при спалюванні природного газу. Це пов'язано насамперед з розташуванням районної котельні ТЕЦ-4 на території міста, що тягне за собою посилення вимог до викидів при спалюванні палива. Загальний обсяг виробленої пари 3-ма паровими котлами – до 200 т/год. (два НЛЗ 60/85 по 60 т/год., один ДЭМ-105 до 80 т/год.), із параметрами $P_0=1,6$ МПа, $t_0=350$ °С.

Для виробництва власної електроенергії за умови забезпечення тепловою енергією та гарячою водою споживачів відповідних параметрів, необхідно розглянути можливість реалізації паротурбінного циклу на районній котельні ТЕЦ-4, провівши оцінку балансів витрати палива, електроенергії, потоків теплоти і витрат води.

Отже, необхідно здійснити переведення котельні у розряд міні-ТЕЦ шляхом встановлення парової турбіни з протитиском.

Для вирішення завдання переведення котельні в міні-ТЕЦ і розрахунку техніко-економічних показників реалізованої енергетичної установки основною видатковою складовою є вартість палива, у нашому випадку природного газу.

Котельню ТЕЦ-4 спроектовано для роботи при спалюванні природного газу (мазуту). На котельні, як було згадано раніше, встановлено водонагрівальні котли: один ПТВ-100, два ПТВМ-100 та два ПТВМ-180. На теплопостачання і гаряче водопостачання (ГВП) у 2013 р. прямувало 27–167 Гкал/год теплоти залежно від сезону (узимку під час опалювального сезону – більше значення).

Електрична потужність власних потреб котельні ТЕЦ-4 ~4,07 МВт в опалювальний період (максимальна добова витрата електроенергії в січні 2013 р. 97 654 кВт·год); улітку 1,77 МВт (максимальна добова витрата електроенергії в цей період у 2013 р. ~42 541 кВт·год).

Як показано в [40, 256] за наявності надлишкових парогенерувальних потужностей на енергоджерелі ефективним енергозберігаючим рішенням є встановлення парових турбін із протитиском потужністю, яка забезпечує літнє навантаження ГВП. За таких умов можливо втілити кілька технічних рішень. Вибір раціонального рішення залежить від інвестиційних можливостей, використання надлишків електричних потужностей та лімітів на паливо (природний газ).

Результати попереднього розрахунку характеристик трьох варіантів оцінки можливості встановлення у котельні ТЕЦ-4 парових турбін із протитиском, які доцільно розглянути, наведено у таблиці 12.1.

Температура перегрітої пари на виході з турбіни з протитиском 0,2 МПа 150 °С. Далі цей пар направляєється у бойлер для нагрівання води на ГВП, з якого у вигляді конденсату закачується конденсатним насосом у деаератор. Із деаератора вода подається живильним насосом на підігрівач, де підігрівається до 165 °С парою з відбору, а далі з тиском 2 МПа – у паровий котел. Цикл замикається. Принципова теплова схема підключення парової турбіни з протитиском наведена на рисунку 12.1.

Таблиця 12.1 – Результати розрахунку технічних показників парової турбіни з протитиском, що може бути встановлена на котельні Орджонікідзевського району м. Харкова (ТЕЦ-4)

Варіанти:	1		2	3	
Сезон:	Літо	Зима мах	Літо	Літо	Зима мах
1	2	3	4	5	6
Навантаження на турбіну:	73 %	100 %	100 %	41 %	100 %
Параметри пари на вході турбіни:					
- тиск, МПа	1,6				
- температура, °С	350				
- тепловміст, кДж/кг	3 145				
Витрати пари через турбіну					
- т/год	19,06	43,72	57,15	57,70	140,00
- кг/с	5,00	6,88	15,88	16,03	38,89
<i>Частина високого тиску</i>					
Параметри пари наприкінці розширення по ізоентропі:					
- тиск, МПа	0,30				
- температура, °С	140,00				
- тепловміст, кДж/кг	2 685,0				
Темперопад по ізоентропі в ЧВТ	384,0				
Внутрішній КПД ЧВТ турбіни	0,75	0,8	0,80	0,75	0,82
Параметри пари у відборі на підігрів:					
- тиск, МПа	0,3				
- температура, °С	175,0				
- тепловміст, кДж/кг	2845,6	2857,0	2837,8	2857,0	2830,0
Електрична потужність ЧВТ турбіни, МВт	1,6	3,7	5,0	3,3	12,2
Витрата пари у відбір турбіни (на підігрівач)					
- т/год	3,699	8,498	11,392	8,00	27,325
- кг/с	1,028	2,360	3,164	2,222	7,590
<i>Частина низького тиску</i>					
Витрата пари через ЧНТ турбіни					
- т/год	15,4	35,2	47,2	33,4	112,7
- кг/с	4,27	9,78	13,10	9,27	31,30
Тепловміст наприкінці розширення по ізоентропі, кДж/кг	2 773				
Темперопад у ЧНТ по ізоентропі, кДж/кг	316,6	312,0	312,0	335,0	302,8

Продовження таблиці 12.1

1	2	3	4	5	6
Внутрішній ККД ЧНТ турбіни	0,76	0,78	0,79	0,75	0,80
Параметри пари на виході турбіни:					
- тиск, МПа	0,2				
- температура, °С	150				
- тепловміст, кДж/кг	2 790,4	2 795,7	2 786,6	2 795,7	2 784,4
ККД генератора	0,985				
Механічні втрати у підшипниках	0,015				
Електрична потужність ЧНТ турбіни, МВт	0,23	0,51	0,65	0,55	1,39
Електрична потужність турбіни, МВт	1,81	4,19	5,65	3,86	13,63
Відносна витрата електроенергії на власні потреби	0,03				
Частка електроенергії на власні потреби	0,03				
Електрична потужність турбіни, що відпускається, МВт	1,77	4,07	5,48	3,74	13,22
Електричний ККД цикла	0,125	0,126	0,126	0,122	0,128
Температура зворотної води, °С	50				
Тепловміст конденсату, що потрапляє у деаератор, кДж/кг	180,1				
Параметри живильної води					
- тиск, МПа	0,7				
- температура, °С	165				
- тепловміст, кДж/кг	697,3				
Кількість теплоти, що отримана з вихлопу турбіни					
- МДж	11,14	25,52	34,14	34,81	83,53
- Гкал/год	9,58	12,73	29,36	20,84	70,09
Втрати теплоти	0,05				
Кількість теплоти, що відпущена споживачам					
- МДж	9,92	13,62	31,40	32,02	76,85
- Гкал/год	8,81	20,19	27,00	19,17	64,49
Питома витрата умовного палива					
- на відпущення теплоти брутто, кг у.п./Гкал	244,9	244,9	244,9	245,0	244,9
- на виробництво електроенергії брутто, г у.п./кВт	193,8	193,7	193,7	193,8	193,7

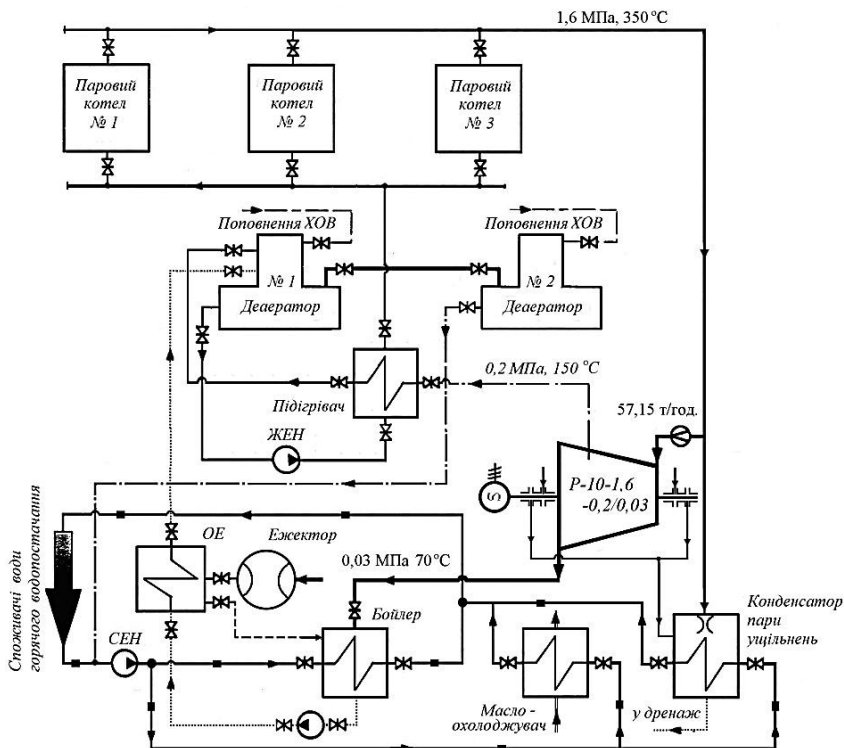


Рисунок 12.1 – Принципова тепла схема включення на котельні парової турбіни з протитиском 0,03 МПа:
 СЕН – сітьовий електричний насос; ЖЕН – живильний електричний насос; ОЕ – охолоджувач ежектора;
 ХОВ – хімічно очищена вода

Відзначимо, що температура пари 70 °C на виході з турбіни з протитиском (для приготування води на ГВП з температурою 68 °C) забезпечується при розширенні пари до тиску ~0,031 МПа, що недостатньо для роботи в опалювальний період.

Розглянемо три, перспективні для аналізу, варіанти встановлення на котельні парових турбін із протитиском різної електричної потужності: для забезпечення тільки власних потреб (узимку ~4,07 МВт, улітку 1,77 МВт, варіант 1); у масштабах виробітку, що забезпечує теплове навантаження

влітку на ГВП 27 Гкал/год (варіант 2, узимку – навантаження аналогічне); варіант 3 – узимку на тепловому навантаженні в об'ємах, що відповідають максимальному використанню пари, яка може бути вироблена 2-ма котлами: НЛЗ 60/85 і ДЕМ (один у резерві), улітку мінімальне навантаження турбіни.

Перший варіант забезпечується турбіною Р-4-1,6/0,2 електричною потужністю 4 МВт із параметрами пари на вході 1,6 МПа, 350 °С із протитиском 0,2 МПа. Із урахуванням питомої ціни встановленого кВт 900 USD/кВт інвестиції на реалізацію проекту встановлення турбіни Р-4-1,6/0,2 складуть ~3,6 млн USD.

Витрата пари на вході в цю турбіну 43,72 т/год забезпечує відправлення з ТЕЦ узимку 20,19 Гкал/год води з температурою до 145 °С на теплопостачання (витрата пари 8,5 т/год у відбір забезпечує підігрів живильної води котла до 165 °С), разом із тим генерується 4,07 МВт електричної потужності (прийнято, що потреби електроенергії турбінного цеху складають 3 % генерації). Це режим 100 % навантаження турбіни.

Експлуатувати турбіну Р-4-1,6/0,2 улітку з частковим навантаженням (73 % номіналу), щоб забезпечити власні потреби котельні в електричній потужності (1,77 МВт) проблематично, тому що мінімальний режим ефективної роботи котла зазвичай складає 30 % витрат, тобто 18 т/год для котла НЛЗ. У разі витрати пари на турбіну 19,6 т/год генерується 1,81 МВт електричної потужності, споживачам відпускається 8,81 Гкал/год теплоти на ГВП (табл. 12.1). Необхідний (до 27 Гкал/год) доробок теплоти на ГВП при цьому складає 18,19 Гкал/год, що менше ніж мінімальне припустиме навантаження котла ПТВМ-100 (25 % потужності складе 25 Гкал/год).

Отже, варіант 1 встановлення турбіни на котельні Індустріального району, хоча і потребує відносно варіантів 1 та 3 менших інвестицій, але недоцільний до реалізації.

Другий варіант – це встановлення турбіни Р-6-1,6/0,2 номінальною електричною потужністю 6 МВт із параметрами пари на вході 1,6 МПа, 350 °С із протитиском 0,2 МПа, номінальна витрата пари 62 т/год. Витрата пари на вході в турбіну 58,55 т/год забезпечує відправлення з котельні влітку

27 Гкал/год води на ГВП з температурою 68 °С (витрата пара 11,39 т/год у відбір забезпечує підігрівання живильної води до 165 °С), разом із тим генерується 5,65 МВт електричної потужності. Необхідна витрата пари на турбіну влітку забезпечується будь-яким із котлів котельні Індустріального району (або котел НЛЗ 60/85 працює з навантаженням, близьким до номінального, або котел ДЕМ-105 із 72 % навантаженням).

В опалювальний період турбіна Р-6-1,6/0,2 може працювати з таким саме навантаженням, як і улітку. Надлишки електроенергії (узимку ~1,4 МВт, улітку ~3,7 МВт) можливо продавати в мережу, або, користуючись послугами мережі, направляти їх своїм користувачам – тепловим пунктам (іншим філіям).

Третій варіант – це встановлення турбіни Р-14-1,6/0,2 електричною потужністю 14 МВт із протитиском 0,2 МПа. Витрата пари на вході в турбіну 140 т/год (працюють два котли) з параметрами 1,6 МПа, 350 °С.

Турбіна Р-14-1,6/0,2 влітку працює на частковому навантаженні (43 % витрати), забезпечує з котельні 27 Гкал/год води з температурою 68 °С на ГВП (витрата пари 11,26 т/год у відбір забезпечує підігрівання живильної води котла до 165 °С), разо із тим генерується 5,44 МВт електричної потужності. Генерація електричної потужності у цьому разі менша, ніж у аналогічному випадку 2 варіанта завдяки тому, що турбіна Р-14-1,6/0,2 влітку працює на навантаженні 43 % із меншим внутрішнім ККД.

В опалювальний період турбіна Р-14-1,6/0,2 працює з витратою до 140 т/год пари при цьому генерується до 13,6 МВт електричної потужності. У бойлері до оборотної води підводиться 66,1 Гкал/год теплоти.

З урахуванням питомої ціни встановленого кВт ~800 USD/кВт інвестиції на реалізацію проекту встановлення турбіни Р-14-1,6/0,2 складуть ~12,2 млн USD. Оскільки влітку турбіна Р-14-1,6/0,2 працює з частковою генерацією, то термін окупності відповідного проекту буде великий. Цей варіант наперед програє варіанту два, тому його економічні характеристики далі не розглянуто.

Розрахунки, результати яких наведено у таблиці 12.1, виконані за припущення, що і улітку, і узимку протитиск пари за турбінами фіксований і складає 0,2 МПа. В реальних умовах можливо зменшувати протитиск за турбіною, тим самим зменшуючи температуру пари за турбіною, що підвищує ККД турбінного циклу. У таблиці 12.2 наведено результати розрахунку характеристик турбіни Р-10-1,6-0,2/0,03, яка має регульований теплофікаційний відбір із тиском 0,2 МПа пари і протитиск 0,031 МПа, а температура вологої пари за турбіною 70 °С (див. рисунок 12.1). Це дає змогу отримати високий ККД циклу і потужну генерацію електроенергії. Як видно під час порівняння даних таблиць 12.1 та 12.2, питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії брутто у турбіни Р-10-1,6/0,2-0,03 складає 173 г у.п./кВт, а у Р-6-1,6/0,2 193,7 г у.п./кВт, ККД циклу відповідно 0,215 і 0,126.

Таблиця 12.2 – Результати розрахунку технічних показників парової турбіни Р-10-1,6-0,2/0,03 із протитиском 0,03 МПа, що може бути встановлено на котельні Індустріального району м. Харкова (ТЭЦ-4)

<i>Сезон:</i>	<i>Літо/ Зима</i>	- температура, °С	150,0
<i>Навантаження на турбіну:</i>	<i>100%</i>	- тепловміст, кДж/кг	2 777,0
Параметри пари на вході турбіни:		Електрична потужність ЧВТ, МВт	5,8
- тиск, МПа	1,6	Витрата пари з відбору (на підігрівач)	
- температура, °С	350	- т/год	4,826
- тепловміст, кДж/кг	3145	- кг/с	1,332
Витрати пари через турбіну, т/год	57,15	Теплота для споживачів, отримана з відбору, Гкал/год	0,0
- кг/с	15,88	<i>Частина низького тиску</i>	
<i>Частина високого тиску</i>		Витрата пари через ЧНТ турбіни	
Тепловміст пари наприкінці розширення по ізоентропі, кДж/кг	2 685,0	- т/год	52,3
Теплоперепад по ізоентропі	460,0	- кг/с	14,53
Внутрішній КПД ЧВТ турбіни	0,80	Параметри пари наприкінці розширення по ізоентропі:	
Параметри пари у теплофікаційному відборі:		- тиск, МПа	0,031
- тиск, МПа	0,2	- температура, °С	70
		- тепловміст, кДж/кг	2 465

Продовження таблиці 12.2

Темлоперепад у ЧНТ по ізоентропі, кДж/кг	312,0	Тепловміст конденсату, що потрапляє у деаератор, кДж/кг	180,1
Внутрішній ККД ЧНТ турбіни	0,8	Параметри живильної води	
Параметри пари на виході турбіни:		- тиск, МПа	0,1
- тиск, МПа	0,031	- температура, °С	165
- температура, °С	70	- тепловміст, кДж/кг	399,4
- тепловміст, кДж/кг	2 527,4	Кількість теплоти, що отримана з вихлопу турбіни, - МДж	34,12
ККД генератора	0,985	- Гкал/год	29,34
Механічні втрати у підшипниках	0,015	Втрати теплоти	0,05
Електрична потужність ЧНТ турбіни, МВт	3,52	Частка електроенергії на власні потреби	0,03
Електрична потужність турбіни, МВт	9,36	Кількість теплоти, що відпущена споживачам, - МДж	31,40
Відносна витрата електроенергії на власні потреби	0,03	- Гкал/год	27,00
Електрична потужність турбіни, що відпускається, МВт	9,08	Питома витрата умовного палива	
Електричний ККД цикла	0,215	- на відпущення теплоти бруто, кг у.т./Гкал	218,6
Температура зворотної води, °С	40	- на виробництво електроенергії бруто, г у.п./кВт	173,0

Узимку догрівання 68 °С води з бойлера до температури прямої води згідно з температурним графіком може проводитися з теплофікаційного відбору турбіни або водою з водонагрівального котла, або шляхом збільшення протитиску за турбіною, або з застосуванням одного, двох чи усіх трьох вказаних засобів разом. Зрозуміло, що при тиску пари за турбіною 0,1 МПа температура пари, яка гріє бойлер, досягне 100 °С.

Вибір раціонального режиму підігріву в опалювальний сезон води до 68 °С, що нагріта парою з турбіни Р-10-1,6/0,2-0,03 до температури прямої води, є окремим завданням, як і вибір раціональної потужності турбіни потребує детальніших розрахунків. Оскільки теоретично вартість теплоти від водонагрівального котла за однієї і тієї самої температури води

нижче, ніж від парового котла [257], то, ймовірно, що більш вигідно догрівати воду, нагріту паром вихлопу турбіни, водою з водогрійного котла. Так само питання вибору потужності парової турбіни в цьому разі визначається можливістю реалізації надлишків електричної потужності, та ціною палива.

Отже, дієвим є варіант установки турбіни Р-6-1,6/0,2. Якщо турбіна не серійна, вартість її виготовлення на 60–80 тис. USD дорожче, ніж серійної. Термін виготовлення серійних турбін зазвичай 12 місяців по передоплаті, а не серійних на 6–8 місяців довше. Виготовити парову турбіну Р-10-1,6-0,2/0,03 може ВАТ «Турбоатом».

Результати попереднього розрахунку економічних показників проекту встановлення у котельні парової турбіни Р-6-1,6/0,2 для трьох цін на газ для населення наведено у таблиці 12.3. Це ціна на газ на кінець 2014 р. (варіант 1), ціна на природний газ, яка прогнозується на кінець 2017 р. (варіант 2) та 3 варіант – ціна на природний газ для населення 200 USD/тис. м³ без ПДВ. При попередніх розрахунках прийнятий фізичний метод розподілу затрат на виробництво теплоти та електроенергії.

Таблиця 12.3 – Результати розрахунку техніко-економічних показників парової турбіни Р-6-1,6/0,2 (варіант 2) із протитиском, що може бути встановлена на котельні Індустріального району м. Харкова (ТЭЦ-4)

<i>Найменування величини</i>	<i>1 варіант</i>	<i>2 варіант</i>	<i>3 варіант</i>
1	2	3	4
Номінальна потужність турбіни	6 000		
Теплотворна здатність природного газу, кДж/м ³	34 408,8(8 219 ккал/м ³)		
Щільність природного газу, кг/м ³	0,8		
Витрата природного газу, тис. м ³ /год	5,252		
- м ³ /с	1,459		
ККД парового котла	0,89		
Кількість теплоти, яка підведена в котлі, кВт	4 4677		
Витрата умовного палива, т у.п./год	7 708,2		

Продовження таблиці 12.3

1	2	3	4
Питома витрата умовного палива	7523,3		
- на виробіток теплоти бруто, кг у.п./Гкал	193,7		
Підведення теплоти в котлі до 1 кг води	2 747		
Витрата пари, кг/с	16,26		
- т/год	58,55		
Комерційна ціна природного газу без ПДВ, USD/тис. м ³	385,0		
- грн/тис.м ³	6160		
Ціна природного газу для населення з ПДВ, грн/тис. м ³	1182	2383	3840
Середня ціна природного газу без ПДВ, грн/тис. м ³	1761	2612	3644
Середня ціна умовного палива, грн/тис.м ³	1200	1779,7	2483
Частка природного газу, яка споживається населенням	0,85		
Вартість природного газу, грн/год	9250	13718	19138
Частка палива в затратах котельні	0,80		
Сумарні витрати за годину на ТЕЦ, грн/год	11 563	17 148	22 516
Частка витрат на генерацію електроенергії (фізичний метод)	0,161		
Собівартість електроенергії, грн/кВт·год	0,341	0,505	0,663
Ціна електроенергії в мережі II класу без ПДВ, грн/кВт·год	1,1861		
Питома вартість 1 кВт встановленої потужності, USD/кВт*	900		
Кількість теплоти, що відпускається з турбіни, Гкал/год	27		
Електрична потужність власних потреб котельні влітку, кВт	1 770		
Електрична потужність власних потреб котельні в опалювальний сезон, кВт	4 070		
Собівартість теплоти від турбіни, грн/Гкал	359,2	532,7	699,4
Часові втрати від підвищення собівартості теплоти після встановлення турбіни улітку та узимку, грн/год	484,9	719,1	944,2
Ціна теплоти для бізнесу без ПДВ, грн/Гкал	965,50		

Закінчення таблиці 12.3

1	2	3	4
Ціна теплоти для населення без ПДВ, грн/Гкал	312,08		
Сумарна річна зміна витрат, тис. грн/рік	28 450	23 412	14 843
- зміна витрат за літо, тис. грн	17 275	13 915	10 685
- зміна витрат за опалювальний сезон, тис. грн	18 932	15 250	11 711
- зміна витрат від подорожчання теплоти влітку, тис. грн	-3 879	-5 753	-7 553
- зміна витрат від подорожчання теплоти взимку, тис. грн	-3 879	-5 753	-7 553
Сумарні інвестиції, тис. USD	5 400		
тис. грн	86 400		
Простий термін окупності, год	3,0	3,7	5,8

* Курс 1 USD = 16 грн.

Як видно з таблиці 12.3, залежно від вартості природного газу для населення (за даними котельні прийнято, що 85 % газу на ТЕЦ-4 використовується для потреб населення) простий термін окупності проекту встановлення турбіни Р-6-1,6/0,2 змінюються від 2,6 до 9,9 року.

Простий термін окупності проекту встановлення парової турбіни $\tau_{ок}$ оцінювався так

$$\tau_{ок} = c_N N_e' / (\tau \Delta B_{год}),$$

де $N_e' = 10\,000$ кВт – номінальна потужність турбіни;

$c_N = 900$ USD/кВт – питома вартість встановленої електричної потужності;

$\tau = 8\,000$ год – річне напрацювання турбіни;

$\Delta B_{год}$ – зміна витрат на ТЕЦ за годину після встановлення турбіни, яка розраховувалася так

$$\Delta B_{год} = \tau_j / (\tau_l + \tau_z) \sum_{j=1}^2 \{ (c_{e.m} - c_{e.t}) [N_{e.j} + (N_{e.G.j} - N_{e.j}) \times (1 - \Delta c_m)] + Q_{T.j} (1 - \Delta C_{Q.j}) c_{Q.j} \},$$

де j – індекс сезону (літо $j = 1$; зима $j = 2$);

$c_{e.m}$ – ціна електроенергії II класу в мережі без ПДВ;

$c_{e.t}$ – собівартість виробництва електроенергії на ТЕЦ;

$N_{e\Gamma j}$ – генерація електричної потужності турбіною в обраний сезон за вирахуванням власних потреб турбіни;

$N_{e j}$ – потреби на котельні в електричній потужності в обраний сезон;

Δc_m – частка ціни електроенергії, що дістається електромережі за послуги;

ΔC_Q – частка підвищення витрат на виробництво теплоти після встановлення турбіни;

$c_{Q j}$ – собівартість виробництва теплоти на ТЕЦ з використанням турбіни в обраний сезон;

$Q_{\Gamma 1} = Q_{\Gamma 2} = 27$ Гкал/год – кількість теплоти, що отримується з вихлопу турбіни.

Під час розрахунків терміну окупності вважалося, що і влітку, і взимку турбіна Р-6-1,6/-0,2 працює на близьких режимах, а собівартість виробництва електроенергії і теплоти не змінні (змінюються не суттєво). Як було сказано раніше, собівартість теплоти для споживачів, що отримується з використанням турбіни, теоретично підвищиться, прийнято, що це підвищення складає 5 % від собівартості теплоти влітку та взимку. Величину складових відповідно до формули для визначення $\Delta B_{\text{рік}}$ за літній, за опалювальний період та від зміни собівартості теплоти наведено у таблиці 12.2.

Як видно під часи аналізу даних таблиці 12.1 та 12.3, питома витрата умовного палива на вироблення теплоти бруто в розглянутому випадку через більш низькі параметри пари, виробленої котлами на ТЕЦ-4, і низького ККД парових котлів порівняно з водонагрівальними $\sim 244,9$ кг у.п./Гкал (хоча він достатньо сильно відрізняється від даних ТЕЦ-4 до установки турбіни 156 кг у.п./Гкал). Питома ж витрата умовного палива на вироблення електроенергії $\sim 193,7$ г у.п./кВт·год відчутно менше ніж 320 г у.п./кВт·год – показник, який досягається при генерації з використанням турбін К-300-240. Це свідчить про високу ефективність процесу вироблення електричної енергії з природного газу, що запропоновано. Перераховане свідчить, що фізичний метод розподілу витрат працює у бік зменшення витрат на виробництво електроенергії.

12.2 Когенерація на котельні шляхом установаження парової об'ємної машини з протитиском

12.2.1 Використання осьової турбіни з протитиском на насиченій парі

На котельні Новобаварського району м. Харкова встановлено один паровий газомазутний котел ДЕ-25-14 ГМ (уведений в експлуатацію у 1991 р.) продуктивністю 25 т/год насиченої пари з параметрами 1,4 МПа, 194 °С, ККД 90 %, та два водонагрівальні котли ПТВМ-50. Теплова потужність котла ДЕ-25-14ГМ 14,2 Гкал/год.

На теплопостачання і гаряче водопостачання (ГВП) у 2013 р. з котельні Новобаварського району прямувало 3,21–34,02 Гкал/год. Теплоти (узимку максимальне добове навантаження 817 Гкал/доб., улітку 71 Гкал/доб.).

Електрична потужність власних потреб котельні Новобаварського району ~443 кВт в опалювальний період (максимальна місячна витрата електроенергії в січні 2013 р. 319 тис.кВт·год); улітку ~173 кВт (максимальна місячна витрата електроенергії в цей період у 2013 р. ~124,6 тис. кВт·год).

Як показано в [40, 158, 256] за наявності парових котлів на енергоджерелі ефективним енергозберігаючим рішенням є встановлення парових турбін з протитиском потужністю, яка забезпечує з вихлопу літне навантаження ГВП. Виробництво котлом ДЕ-25-14 ГМ сухої насиченої пари, накладає певні особливості на реалізацію цього проекту.

Можливо кілька технічних рішень, що забезпечать вирішення цього питання. Це встановлення на котлі пароперегрівача або використання замість осьової парової турбіни з протитиском гвинтової турбіни [152–155]. Установлення парової турбіни з протитиском для роботи в тяжких умовах вологої пари зазвичай не рекомендується [153], оскільки відбуватиметься активне ерозійне пошкодження лопаткового апарату турбіни, що призведе до збільшених витрат на ремонт.

Розглянемо запропоновані рішення.

Як показують виконані авторами дослідження економічної доцільності встановлення пароперегрівача для роботи парових турбін [153]:

- на котлі KE-25-14 ТС, що працює на твердому палеві на котельні шахти;

- на котлі ME-10-14 ГМ, що працює на природному газі на Охтирській ТЕЦ (Сумська обл.), це технічне рішення окупається залежною від конкретних умов (переважно, ціни палива) від 0,5 до 3,6 року (більший термін для природного газу).

Будемо вважати, що на котельні Новобаварського району на котлі ДЕ-25-14ГМ встановлено пароперегрівач, температура пари з котла складає 250 °С. Питання доцільності встановлення пароперегрівача для роботи парової турбіни на котельні Новобаварського району буде розглянуто далі, якщо на це буде потреба.

Схема роботи паротурбінного контуру на котельні Новобаварського району така сама, як і на котельні Індустріального району. Після пароперегрівача параметри пари перед клапанами турбіни 1,4 МПа, 250 °С. Далі пара розширюється в турбіні, що призводить у дію електрогенератор. Температура пари 120 °С на виході з турбіни забезпечується при розширенні пари до тиску ~0,2 МПа. Далі ця волога пара направляється у бойлер для нагрівання води на ГВП. Із бойлера вода, що сконденсувалася, закачується конденсатним насосом у деаератор. Із деаератора вода подається живильним насосом на підігрівач, де підігрівається до 95 °С парою з нерегульованого відбору, а далі з тиском 1,8 МПа в паровий котел. Цикл замикається. Принципова теплова схема підключення парової турбіни з протитиском принципово подібна тій, що наведена на рисунку 2.1 з урахуванням різниці в кількості обладнання та параметрах пари.

Сформуємо два варіанти розрахунку характеристик парових турбін із протитиском 0,2 МПа, які можливо встановити на котельні Новобаварського району: турбіна на перегрітій парі 1,4 МПа, 250 °С на тепловому навантаженні влітку та взимку, що відповідає літньому режиму на ГВП 3,2 Гкал/год. (варіант 1); варіант 2 – турбіна на перегрітій парі узимку 100 % навантаження, витрата пари 25 т/год. (номінальна

паропродуктивність котла ДЕ-25-14 ГМ), улітку частковий режим (30 %), що забезпечує 3,2 Гкал/год на ГВП. Результати попереднього розрахунку характеристик цих двох варіантів парових турбін з протитиском наведено у таблиці 12.4.

Таблиця 12.4 – Результати розрахунку технічних показників парових турбін із протитиском, які можуть бути встановлені на котельні Новобаварського району м. Харкова

Варіанти:	1		2	
Період	Літо	Зима	Літо	Зима
1	2	3	4	5
Режим	100 %	100 %	30 %	100 %
Номінальна потужність турбіни	550	550	1600	1600
Параметри пари на вході турбіни:				
- тиск, МПа	1,4			
- температура насиченої пари, °C	250			
- тепловміст, кДж/кг	2 926,4			
Витрати пари через турбіну, т/год	7,26	7,29	7,24	25,00
- кг/с	2,02	2,03	2,01	6,94
Параметри пари наприкінці розширення по ізоентропі:				
- тиск, МПа	0,20			
- температура, °C	121,00			
- тепловміст, кДж/кг	2 565,0			
Темперопад по ізоентропі	361,4			
Внутрішній КПД турбіни	0,70	0,70	0,69	0,75
Електрична потужність турбіни, МВт	0,51	0,51	0,50	1,88
Витрата пари у вихлоп турбіни, т/год	6,572	6,600	6,557	25,00
- кг/с	1,826	1,833	1,821	6,944
Витрата пари з вихлопу на підігрів живильної води				
- т/год	0,688	0,691	0,685	2,214
- кг/с	0,191	0,192	0,190	0,615
Теплота, отримана з вихлопу				
- МДж	4,075	4,093	4,073	15,667
- Гкал/год	3,505	3,519	3,502	13,472
ККД генератора	0,985			

Продовження таблиці 12.4

1	2	3	4	5
Механічні втрати у підшипниках	0,015			
Електрична потужність турбіни, МВт	0,51	0,51	0,50	1,88
Відносна витрата електроенергії на власні потреби	0,03			
Електрична потужність турбіни, що відпускається, МВт	0,46	0,46	0,45	1,51
Електричний ККД циклу	0,100	0,100	0,099	0,113
Витрата пари на нагрівання зворотної води				
- т/год	5,884	5,909	5,872	22,786
- кг/с	1,63	1,64	1,63	6,33
Недогрів у бойлері, °С	3			
Параметри прямої води з бойлера				
- тиск, МПа	0,1	0,1	0,1	0,1
- температура, град С	68	95	68	95
- тепловміст, кДж/кг	284,69	398	284,69	398
Кількість теплоти, що знята в бойлері з вихлопу				
- МДж	4,027	4,044	4,025	15,48
- Гкал/год	3,463	3,478	3,461	13,31
Тепловміст конденсату, що потрапляє у деаератор, після бойлера, кДж/кг	180,1	180,1	180,1	180,1
Параметри живильної води (після підігрівача)				
- тиск, МПа	1,7			
- температура, °С	95			
- тепловміст, кДж/кг	399,2			
Кількість теплоти, що отримана з вихлопу турбіни				
- МДж	4,03	4,04	4,02	15,48
- Гкал/год	3,46	3,48	3,46	13,31
Втрати теплоти	0,045	0,05	0,045	0,05
Частка електроенергії на власні потреби	0,03			
Кількість теплоти, що відпущена споживачам, МДж	7,50	7,49	7,49	28,66
- Гкал/год	3,20	3,20	3,20	12,25

Закінчення таблиці 12.4

1	2	3	4	5
Питома витрата умовного палива				
- на відпущення теплоти бруто, кг у.п./Гкал	240,9	242,3	240,9	206,5
- на виробництво електроенергії бруто, г у.п./кВт	191,6	191,7	191,6	163,4

Перший варіант забезпечується турбіною Р-0,55-1,4/0,2 електричною потужністю 0,55 МВт із параметрами пари на вході 1,4 МПа, 250 °С з протитиском 0,2 МПа. З урахуванням питомої ціни встановленого кВт 850 USD/кВт, інвестиції на реалізацію проекту встановлення турбіни Р-0,55-1,4/0,2 складуть ~468 тис. USD.

Витрата пари на вході в цю турбіну 7,25 т/год. забезпечує відправлення з ТЕЦ узимку 3,2 Гкал/год води з температурою ~68 °С на ГВП (витрата 0,69 т/год пари з вихлопу – підігрів живильної води котла до 95 °С), генерується 0,51 МВт електричної потужності (потреби електроенергії турбінного цеху ~3 % генерації). Це режим 100 % навантаження турбіни.

В Україні на ВАТ «Турбоатом» парові турбіни потужністю 0,5 МВт не виготовлялися. У Російській Федерації є кілька підприємств, що їх виготовляють: ВАТ «Калуський турбінний завод» (КТЗ), що входить до концерну «Силові машини», Турбінний завод ТОВ «Ютрон – парові турбіни» м. Смоленськ («ТУРБОПАР» та «Група компаній ТУРБОПАР» – зареєстровані торгові марки цього товариства, виробництво турбін розташовано у Республіці Беларусь), ТОВ «Комтек-енергосервіс» та ТОВ «Енерготех», обидва м. Санки- Петербург, ВАТ «Уральський завод енергетичних машин», м. Екатеринбург та інші.

Турбогенератори з паровою турбіною Р-0,5-1,4/0,2 у складі виробництва КТЗ випускається під торговою маркою «КУБАНЬ» (див. таблицю 12.5, де подано технічні характеристики ряду таких машин).

Турбогенератори «КУБАНЬ» (встановлюються на нульовій позначці будівлі) виконані у вигляді компактних блоків 100 %

заводської готовності; складаються з турбіни з протитиском, електричного генератора і редуктора, розміщених разом із допоміжним обладнанням на загальній рамі-маслобаку.

Другий варіант – це встановлення турбіни Р-1,9-1,4/0,2 електричною потужністю 1,9 МВт із протитиском 0,2 МПа. Номінальна витрата пари на вході в турбіну 25 т/год із параметрами 1,4 МПа, 250 °С забезпечує відправлення з котельні влітку 3,2 Гкал/год води на ГВП з температурою 68 °С (витрата пари 2,21 т/год у вихлоп забезпечує підігрівання живильної води до 95 °С), одночасно генерується 1,88 МВт електричної потужності (див. табл. 12. 4).

Надлишки електроенергії (узимку ~1,39 МВт, улітку ~0,316 МВт) можливо продавати в мережу, або, користуючись послугами мережі, направляти їх своїм користувачам – тепловим пунктам (іншим філіям).

Таблиця 12.5 – Технічні характеристики турбогенераторних установок типу «КУБАНЬ»

Назва параметра	ТГ 0,5А/0,4 Р13/3.7	ТГ 0,6ПА/0,4 Р13/6	ТГ 0,75А/0,4 Р13/2	ТГ 0,75ПА/0,4 Р13/4
	«КУБАНЬ 0,5АЗ»	«КУБАНЬ 0,6ПАЗ»	«КУБАНЬ 0,75АЗ»	«КУБАНЬ 0,75ПАЗ»
1	2	3	4	5
Потужність, кВт	500	600	750	750
Частота обертів ротора, об/хв:				
турбіни	8 000	8 000	8 000	8 000
генератора	1 00	1 500	1 500	1 500
Параметри 3-х фазного току: напруга / частота, В/Гц	400 / 50	400 / 50	400 / 50	400 / 50
Параметри свіжої (сухої) пари:				
абс. тиск, МПа	1,3 (1,0-1,4)	1,3 (1,0-1,4)	1,3 (1,0-1,4)	1,3 (1,0-1,4)
температура, °С	191 (t_s -250)	191 (t_s -250)	191 (t_s -250)	191 (t_s -250)
Тиск пари за турбіною, МПа	0,37 (0,3-0,5)	0,6 (0,5-0,7)	0,2 (0,15-0,3)	0,4 (0,3-0,5)
Витрата пари, т/год	13,2	30,4	14,4	22,5

Продовження таблиці 12.5

1	2	3	4	5
Параметри води охолодження				
температура, °С	20 (4-32)	20 (4-32)	20 (4-32)	20 (4-32)
витрата, м³/год	10 (10-15)	10 (10-15)	10 (10-15)	10 (10-15)
Маса турбогенератора, т	9,5	11,3	11,2	11,1
Маса обладнання поставки, т	10,7	12,5	12,4	12,4
Габарити турбогенератора (Д × Ш × В), м:	4,24 × 2,13 × 2,27	4,47 × 2,13 × 2,37	4,4 × 2,13 × 2,37	4,4 × 2,13 × 2,37

Результати попереднього розрахунку (розмір інвестицій може бути визначений тільки після тендерних процедур) економічних показників проекту встановлення у котельні Новобаварського району парових турбін Р-0,5-1,4/0,2 (варіант 1) та Р-1,9-1,4/0,2 (варіант 2) наведено у таблиці 12.6. Для розрахунків прийняті: ціна на природний газ на кінець 2014 р. (для населення 1 182 грн/тис. м³, зокрема ПДВ, комерційного газу 385 USD/тис. м³ без ПДВ); фізичний метод розподілу затрат на виробництво теплоти та електроенергії, усі надлишки електричної потужності надсилалися в мережу.

Таблиця 12.6 – Результати розрахунку техніко-економічних показників парових турбін Р-0,5-1,4/0,2 та Р-1,9-1,4/0,2, що можуть бути встановлені на котельні Новобаварського району м. Харкова за цін на природний газ на кінець 2014 р.

курс 1 USD = 16 грн

Варіанти	1	2	
Навантаження	100 %	30 %	100 %
Сезон	Літо/Зима	Літо	Зима
1	2	3	4
Теплотворна здатність природного газу, кДж/м³ (8219 ккал/м³)	34 409		
Щільність природного газу, кг/м³	0,8		
Витрата природного газу			
- тис. м³/год	0,595	0,591	2,040
- м³/с	0,165	0,164	0,567

Продовження таблиці 12.6

1	2	3	4
ККД парового котла	0,9		
Кількість теплоти, яка підведена в котлі, кВт	5 118	5 084	17 549
Витрата умовного палива, т у.п./год	873,3	867,4	2994,1
Питома витрата умовного палива			
- на виробництво теплоти бруто, кг у.п./Гкал	191,7	191,6	172,4
Параметри живильної води на вході в котел			
- тиск, МПа	1,70		
- температура, °С	95		
- тепловміст, кДж/кг	399,2		
Підведено теплоти в котлідок 1 кг води	2 527,2		
Витрата пари			
- т/год	7,29	7,24	25,00
Комерційна ціна природного газу без ПДВ, USD/тис. м ³	385,0		
- грн/тис. м ³	6 160		
Ціна природного газу для населення з ПДВ, грн/тис. м ³	1 182		
Частка природного газу, яка споживається населенням	0,95		
Середня вартість природного газу без ПДВ, грн/тис. м ³	1 244		
Середня ціна умовного палива без ПДВ, грн/тис. м ³	847		
Вартість природного газу, що спалюється за годину, грн/год	735	735	2537
Частка палива в затратах котельного цеху	0,80	0,80	0,82
Додаткові місячні витрати:			
- на зарплатню персоналу установ-ки з відрахуваннями, тис. грн/міс.	54,00		
- відрахування на на ремонти, амортизацію і т.ін., тис. грн/міс.	16,00		

Продовження таблиці 12.6

1	2	3	4
Постійна частина витрат на установку, що припадає на годину, тис. грн	97,22		
Сумарні годинні витрати на ТЕЦ, грн/год	1 022	1 016	3 191
Частка витрат на генерацію електроенергії (фізичний метод)	0,128	0,127	0,124
Собівартість електроенергії, грн/кВт·год	0,264	0,264	0,217
Ціна електроенергії в мережі II класу без ПДВ, грн/кВт·год	1,1861		
Питома вартість 1 кВт установленої потужності, USD/кВт	850	800	
Кількість теплоти, що відпускається з турбіни, Гкал/год	3,20	3,20	11,78
Електрична потужність власних потреб котельні у, кВт	174 / 443	174	443
Ціна теплоти для населення без ПДВ, грн/Гкал	312,08		
Ціна теплоти для бізнесу без ПДВ, грн/Гкал	965,50		
Собівартість теплоти від турбіни, грн/Гкал	278,4	277,4	228,31
Відносна вартість послуг електричної мережі за транспорт електроенергії	0,1		
Частка підвищення витрат на теплоту після встановлення турбіни	0,00	0,00	0,15
Часові втрати від підвищення собівартості теплоти після встановлення турбіни, грн/год	0,00	0,00	83,88
Часові втрати від підвищення собівартості теплоти після встановлення турбіни влітку, грн/год	133,65	133,15	419,41
Тривалість сезонів (Харків), год	4 230/4 536	4 230	4 536
Річне напруження турбіни, год	8000		
Сумарна річна зміна витрат, тис. грн/рік	2 970	6 657	

Закінчення таблиці 12.6

1	2	3	4
1) шляхом генерації електроенергії			
- зміна витрат за літо	1 647	1 620	
- зміна витрат за опалювальний сезон	1876		6773
2) від подорожання теплоти			
- зміна витрат улітку	0	0	
- зміна витрат узимку	-553		-1 736
Інвестиції			
- тис. USD	468	1 520	
- тис. грн	7 480	24 320	
Простий термін окупності, рік	2,5	3,7	

Критерієм ефективності проекту встановлення парової турбіни був обраний простий термін окупності ток. Він оцінювався так само, як і у попередньому розділі.

Під час розрахунків терміну окупності вважалося, що і влітку, і в опалюваний період турбіна Р-0,5-1,4/0,2 працює на одному режимі. При цьому собівартість виробництва електроенергії і теплоти не змінні на протязі року. Як було сказано раніше, собівартість теплоти для споживачів, що отримується з використанням турбіни, теоретично підвищиться. Прийнято, що це підвищення складає 0 % від собівартості теплоти влітку та 0,15 відповідно взимку (це коли температура прямої води перевищує 120 °С). Величину складових відповідно до формули для визначення $\Delta B_{\text{рік}}$ за літній, за опалювальний період та від зміни собівартості теплоти наведено у таблиці 12.6.

Як видно з таблиці. 12.6, простий термін окупності турбіни Р-0,5-1,4/0,2 складе за існуючих цін на газ 2,5 роки, турбіни Р-1,9-1,4/0,2 близько 3,7 роки. Останнє пов'язано з тим, що влітку турбіна працює на частковому навантаженні. У разі зростання цін на природний газ для населення, що плануються (2 383 грн/тис. м³ у тому числі ПДВ), терміни окупності турбін зростуть до 4 та 6,2 років відповідно [258].

Зауважимо, що турбіну Р-0,5-1,4/0,2 можливо експлуатувати влітку з частковим навантаженням (~30 % номіналу), щоб забезпечити тільки власні потреби котельні в електричній

потужності (174 кВт, мінімальний режим ефективної роботи котла ДЕ-25-14 ГМ складає $\sim 28 - 30\%$ витрат, тобто 7,2-7,5 т/год). Водночас частина теплоти на ГВП буде братися з вихлопу турбіни, частина з котла. Проте в такому випадку термін окупності проекту зростає, як показують розрахунки, до 4 років.

Як видно при аналізі даних таблиць 12.4 та 12.6, питома витрата умовного палива на вироблення теплоти бруто в розглянутому випадку через більш низькі параметри пари, виробленої котлами на ТЕЦ-4, і низького ККД парових котлів порівняно з водонагрівальними ~ 241 кг у.п./Гкал (у водонагрівальних котлів ~ 156 кг у.п./Гкал) великувата. Питома ж витрата умовного палива на вироблення електроенергії $\sim 191,9$ г у.п./кВт·год істотно менше, ніж ~ 320 г у.п./кВт·год – показник, який досягається при генерації з використанням турбін К-300-240. Це свідчить про високу ефективність процесу вироблення електричної енергії із використанням турбін с протитиском, що запропоновано.

Вартість «під ключ» пароперегрівача на котел ДЕ-25-14ТС (за даними АТЗТ «НТП Котлоенергопром», м. Харків), складає 60–70 тис. USD.

12.2.2 Використання парової гвинтової турбіни

Характеристика та детальний аналіз парку гвинтових парових турбін, технічні дані базових моделей та можливості їхнього використання у когенераційних технологіях розглянуто раніше (розділ 8). Нагадаємо лише деякі основні поняття і визначення. Детально конструктивні особливості гвинтових парових турбін подані в роботі [152].

Гвинтова парова турбіна – компактний двигун об'ємного типу, що містить тяговий і тяжний вали (ротори) шнекового типу, що утворюють під час обертання V-подібну робочу камеру, обсяг якої залежить тільки від кута обертання. Завдяки енергії розширення робочого тіла в замкнутій камері вали набувають обертового руху. Паралельно розташовані вали в безконтактному зачепленні обертаються в протилежних напрямках. Синхронізація обертання валів здійснюється

шестернями зв'язку за типом гвинтових насосів, компресорів.

Регулювання потужності двигуна за стабільної швидкості обертання вихідного валу здійснюється зміною витрати робочого тіла. Основні технічні характеристики гвинтових турбін наведено у таблицях 8.2 та 8.3.

У багатьох їхніх конструкціях використаний радянський, російський і закордонний досвід створення гвинтових компресорів (близьких за конструкцією до розширювачів), окружна швидкість обертання тягового гвинта розширювача прийнята в межах 100–110 м/с. Окружна швидкість на дільних діаметрів синхронізувальних шестерень прийнята в межах 60–70 м/с.

Парова гвинтова турбіна застосовуються в тих саме випадках, що і парові осьові турбіни з протитиском для комбінованого вироблення теплової та електричної енергії.

Що стосується реалізації електричних схем, то вони однакові у разі реконструкції котельні в міні-ТЕЦ і не залежать від типу розширювальної машини, яка встановлюється для приводу генератора (осьова або гвинтова турбіна). Наприклад, техніко-економічні характеристики міні-ТЕЦ с АВІР-1,0:

- питомі капиталовкладення ~400–500 USD/кВт;
- термін виконання реконструкції котельні із переведенням у режим міні-ТЕЦ – 1,5–2 роки;
- вибрана потужність турбіни дозволяє гнучко вибудовувати схеми утилізації пари, мати резерв для пікових навантажень, враховувати сезонні графіки.

Компанія ЗАТ «Еко-Енергетика» розробляє і створює лінійку агрегатів у діапазоні потужностей від 200 до 2 000 кВт (див таблицю 8.3). Ще одна важлива обставина – випадання вологи в процесі розширення пари в гвинтовій машині створює менше проблем, ніж в осьовій турбіні, де волого-парова ерозія може призводити до руйнування лопаток. У гвинтовій машині волога, що випадає, має і позитивний бік, тому що призводить до захаращення щілин, збільшення опору у разі протікань пари через зазори в робочих органах і відповідно до зростання ККД. А якщо врахувати такі властивості гвинтової машини, як простота конструкції, високі надійність і довговічність роботи, то застосування гвинтового розширювача у складі енергетичного модуля виявляється цілком раціональним і

практично виправданим.

З урахуванням сказаного сформуємо варіанти розрахунку характеристик парових гвинтових турбін на насиченій парі 1,4 МПа 194 °С із протитиском 0,2 МПа на базових режимах їхньої роботи влітку та взимку, які можливо встановити на котельні Новобаварського району. Це такі два варіанти: влітку на тепловому навантаженні 3,2 Гкал/год на ГВП (варіант 1); варіант 2 – узимку 100 % навантаження, витрата пари на турбіні складає 25 т/год (номінальна паропроодуктивність котла ДЕ-25-14 ГМ), улітку частковий режим, що забезпечує 3,2 Гкал/год на ГВП. Результати попереднього розрахунку характеристик цих двох варіантів гвинтових парових турбін наведено у таблиці 12.7. Процес розширення насиченої пари у гвинтової турбіни не відрізняється від аналогічного процесу для парової турбіни.

Таблиця 12.7 – Результати розрахунку технічних показників парової гвинтової турбіни, що може бути встановлено на котельні Новобаварського району

Варіанти:	1		2	
Період	Літо	Зима	Літо	Зима
Режим	100 %	100 %	30 %	100 %
Номінальна потужність турбіни	500	500	1600	1600
1	2	3	4	5
Параметри пари на вході турбіни:				
- тиск, МПа	1,4			
- температура насиченої пари, °С	194			
- тепловміст, кДж/кг	2 794			
Витрати пари через турбіну				
- т/год	7,64	7,56	7,62	25,00
- кг/с	2,09	2,10	2,12	6,94
Параметри пари наприкінці розширення по ізоентропі:				
- тиск, МПа	0,20			
- температура, °С	121,00			
- тепловміст, кДж/кг	2465,0			

Продовження таблиці 12.7

1	2	3	4	5
Темперопада по ізоентропі	329,0			
Внутрішній КПД турбіни	0,68	0,68	0,67	0,68
Електрична потужність турбіни, МВт	0,47	0,47	0,47	1,55
Витрата пари у вихлопі турбіни				
- т/год	6,864	6,815	6,863	25,00
- кг/с	1,912	1,893	1,906	6,944
Витрата пари з вихлопу на підігрівач живильної води				
- т/год	0,758	0,750	0,754	2,292
- кг/с	0,211	0,208	0,209	0,637
Теплота, отримана з вихлопу				
- МДж	4,068	4,027	4,061	15,077
- Гкал/год	3,486	3,463	3,492	12,965
ККД генератора	0,985			
Механічні втрати у підшипниках	0,015			
Електрична потужність турбіни, МВт	0,47	0,47	0,47	1,55
Відносна витрата електроенергії на власні потреби	0,03			
Електрична потужність турбіни, що відпускається, МВт	0,46	0,46	0,45	1,51
Електричний ККД циклу	0,093	0,093	0,092	0,093
Витрата пари на нагрівання зворотної води				
- т/год	6,136	6,065	6,109	22,708
- кг/с	1,70	1,68	1,70	6,31
Недогрів у бойлері, °С	3			
Параметри прямої води з бойлера				
- тиск, МПа	0,1	0,1	0,1	0,1
- температура, °С	68	95	68	95
- тепловміст, кДж/кг	284,69	398	284,69	398
Кількість теплоти, що знята в бойлері з вихлопу				
- МДж	4,017	3,977	4,011	14,89
- Гкал/год	3,445	3,420	3,449	12,81

Закінчення таблиці 12.7

1	2	3	4	5
Тепловміст конденсату, що потрапляє у деаератор, після бойлера, кДж/кг	180,1	180,1	180,1	180,1
Параметри живильної води (після підігрівача)				
- тиск, МПа	1,7			
- температура, °С	95			
- тепловміст, кДж/кг	399,2			
Кількість теплоти, що отримана з вихлопу турбіни				
Закінчення таблиці 12.7				
- МДж	4,02	3,98	4,01	14,89
- Гкал/год	3,45	3,42	3,46	12,80
Втрати теплоти	0,045	0,05	0,045	0,05
Частка електроенергії на власні потреби	0,03			
Кількість теплоти, що відпущена споживачам				
- МДж	7,48	7,48	7,48	27,57
- Гкал/год	3,20	3,20	3,20	11,78
Питома витрата умовного палива				
- на відпущення теплоти брутто, кг у.п./Гкал	242,7	244,0	239,0	218,1
- на виробництво електроенергії брутто, г у.п./кВт	193,1	193,1	193,1	172,5

Як видно з аналізу таблиці 12.7, варіант 1 – це встановлення ПВМ-500, установки, що генерує електричну потужність 0,5 МВт, витрата пари на турбіну ~7,6 т/год. Інвестиції на встановлення ~225 тис. USD. Цей варіант практично відповідає потужності власних потреб Новобаварської котельні (улітку 174 кВт, узимку 443 кВт). Улітку і взимку гвинтова турбіна може працювати в одному режимі.

Варіант 2 – це встановлення ПВМ-2000-1600, установки яка має електричну потужність 1,6 МВт, витрата пари на турбіну ~25 т/год у зимовий період, улітку витрата пари 7,62 т/год, електрична потужність 0,45 МВт. Інвестиції на встановлення

~800 тис. USD.

В обох варіантах витрати умовного палива на виробництво теплоти та електроенергії доволі пристойні: варіант 1 – 242–244 кг у.п./Гкал та 193,1 г у.п./кВт; варіант 2 – 218–242 кг у.п./Гкал та 172–193,1 г у.п./кВт в залежності від сезону.

Результати попереднього розрахунку економічних показників встановлення у котельні Новобаварського району парових гвинтових машин: ПВМ-500 (варіант 1) та ПВМ-2000-1600 (варіант 2) у таблиці 12.8 (варіанти ті ж самі, що і у попередній таблиці).

Таблиця 12.8 – Результати розрахунку техніко-економічних показників парових гвинтових турбін, що можуть бути встановлені на котельні Новобаварського району м. Харкова за цін на природний газ на кінець 2014 р. (курс 1 USD = 16 грн)

Варіанти	1	2	
Навантаження	100 %	30 %	100 %
Сезон	Літо/Зима	Літо	Зима
1	2	3	4
Теплотворна здатність природного газу, кДж/м ³ (8219 ккал/м ³)	34 409		
Щільність природного газу, кг/м ³	0,8		
Витрата природного газу			
- тис.м ³ /год	0,591	0,590	1,933
- м ³ /с	0,164	0,164	0,537
ККД парового котла	0,9	0,9	0,9
Кількість теплоти, яка підведена в котлі, кВт	5 084	5 075	16 628
Витрата умовного палива, т у.п./год	867,4	865,9	2 837,0
Питома витрата умовного палива			
- на виробництво теплоти брутто, кг у.п./Гкал	193,1	193,0	172,5
Параметри живильної води на вході в котел			
- тиск, МПа	1,70		
- температура, °С	95		
- тепловміст, кДж/кг	399,2		

Продовження таблиці 12.8

1	2	3	4
Підведено теплоти в котлі до 1 кг води	2 394,8		
Витрата пари			
- кг/с	2,12	2,12	6,94
- т/год	7,64	7,63	25,00
Комерційна ціна природного газу без ПДВ, USD/тис. м ³	385,0		
- грн/тис. м ³	6 160		
Ціна природного газу для населення з ПДВ, грн/тис. м ³	1 182		
Частка природного газу, яка споживається населенням	0,95		
Середня вартість природного газу без ПДВ, грн/тис. м ³	1 244		
Середня ціна умовного палива без ПДВ, грн/тис. м ³	847		
Вартість природного газу, що спалюється за годину, грн/год	735	734	2 404
Частка палива в затратах котельного цеху	0,80	0,80	0,82
- на зарплатню персоналу установки з відрахуваннями, тис. грн/міс.	54,00	54,00	54,00
- відрахування на ремонти, амортизацію і т.ін., тис. грн/міс	16,00	16,00	16,00
Постійна частина витрат на установку, що припадає на годину, тис. грн	97,22	97,22	97,22
Тривалість місяцю, год	720,00	720,00	720,00
Сумарні годинні витрати на ТЕЦ, грн/год	1 016	1 014	3 029
Частка витрат на генерацію електроенергії (фізичний метод)	0,121	0,119	0,108
Собівартість електроенергії, грн/кВт·год	0,267		
Ціна електроенергії в мережі II класу без ПДВ, грн/кВт·год	1,1861		
Питома вартість 1 кВт встановленої потужності, USD/кВт	550	500	500

Закінчення таблиці 12.8

1	2	3	4
Кількість теплоти, що відпускається з турбіни, Гкал/год	3,20	3,20	11,78
Електрична потужність власних потреб котельні, кВт	174/443	174	443
Ціна теплоти для населення без ПДВ, грн/Гкал	312,08		
Ціна теплоти для бізнесу без ПДВ, грн/Гкал	965,50		
Собівартість теплоти від турбіни, грн/Гкал	279,14	279,27	229,31
Відносна вартість послуг електричної мережі за транспорт електроенергії	0,1		
Частка підвищення витрат на теплоту після встановлення турбіни	0,00	0,00	0,25
Часові втрати від підвищення собівартості теплоти після встановлення турбіни, грн/год	0,00	0,00	81,04
Часові втрати від підвищення собівартості теплоти після встановлення турбіни влітку, грн/год	133,99	134,05	405,21
Тривалість сезонів (Харків), год	4 230/4 536	4 230	4 536
Річне напрацювання турбіни, год	8 000		
Сумарна річна зміна витрат, тис. грн/рік	2 733	4 889	
завдяки генерації електроенергії			
- зміна витрат за літо, тис. грн	1 534	1 509	
- зміна витрат за опалювальний сезон, тис. грн	1 757		5 616
від подорожання теплоти			
- зміна витрат влітку, тис. грн	0	0	
- зміна витрат взимку, тис. грн	-558		-2 237
Інвестиції			
- тис. USD	275		800
- тис. грн	4 400		12 800
Простий термін окупності, рік	1,5	2,5	

Під час попередніх розрахунків прийнятий фізичний метод розподілу затрат на виробництво теплоти та електроенергії.

Розрахунок простого терміну окупності гвинтових турбін виконувався відповідно до підходу, що наведений у попередньому розділі.

Як видно під час аналізу таблиці 12.8, обидва варіанти встановлення гвинтових турбін за існуючих цін мають прийнятні для реалізації терміни окупності відповідно 1,5 та 2,5 роки. Варто відзначити, що це оптимістичні терміни. Оскільки під час розрахунків вважалось, що надлишки електроенергії, яка генерується, передаються споживачам із витратами 10 % ціни на транспорт. Якщо збуту надлишків електроенергії не буде, то терміни окупності турбін збільшаться, а у другому варіанті суттєво.

Залежність термінів окупності проектів встановлення гвинтових турбін від зміни ціни газу для населення наведено на рисунку 12.2. Крапками вказані такі ціни на природний газ: на кінець 2014 р., прогнозовано на кінець 2017 р. (2 383 грн/тис. м³ із ПДВ), ціна на природний газ для населення 200 USD/тис. м³ без ПДВ (3 840 грн/тис. м³ із ПДВ).

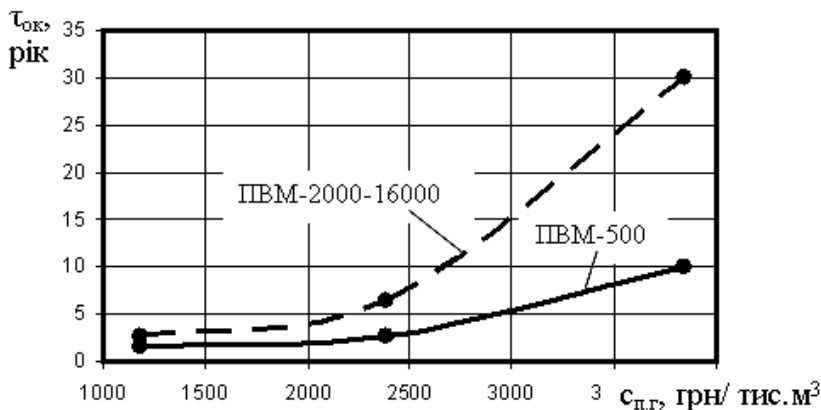


Рисунок 12.2 – Залежність простого терміну окупності проекту встановлення гвинтових турбін от ціни природного газу для населення

Як видно з рисунку 12.2, термін окупності когенераційних установок на базі гвинтових турбін швидко збільшується із зростанням цін на природний газ. Хоча установка ПВМ-500 має привабливий термін окупності ~2,6 року за ціни на природний газ для населення 2 383 грн, було прогнозовано на кінець 2017 р.

Виходячи з цього, перспективним для встановлення на котельні Новобаварського району варто визнати установку ПВМ-500, яка здатна генерувати електричну потужність в об'ємі витрат котельні на власні потреби.

12.2.3 Упровадження газопоршневих двигунів на об'єктах комунальної енергетики

Для підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів на котельнях пропонується переведення котельні у режим когенерації при впровадженні ГПД.

Когенераційна установка застосовується для модернізації Салтівської районної котельні м. Харкова з метою забезпечення спільного (комбінованого) вироблення теплової та електричної енергії для задоволення власних потреб котельні в електроенергії [259].

Ініціатором проекту є КП «Харківські теплові мережі» – основне теплогенеруюче і теплорозподільне підприємство на території м. Харкова.

Склад штатного обладнання котельної: водонагрівальні котли ПТВМ100 – 7 од. і ПТВМ180 – 1 од., мережеві насоси СЕ-1250-440 – 10 од., потужність електричних насосів – 630 кВт. Структура відпускання тепла споживачам: населення – 88,3 %, бюджет – 7,2 %, госпрозрахунок – 4,5 %. Частка електроенергії в собівартості відпущеного тепла – 9,7 %. Споживання котельними електроенергії в зимовий період – 5,3 тис. кВт/год, у літній період – 1,5 тис. кВт/год.

Метою цього проекту є техніко-економічне обґрунтування організації виробництва електричної і теплової енергії та використання за допомогою автономної когенераційної установки електричної потужності 2 МВт, побудованої на базі газопоршневих двигунів (по 1 МВт кожний). Постачання електричної та теплової енергії буде здійснюватися для

виробничих потреб котельні Салтівського житлового масиву (м. Харків, Україна). Нижче подана схема практичної реалізації когенераційних технологій.

Використання цієї установки на котельні Салтівського житлового масиву дозволить:

- отримати дохід від використання альтернативних когенераційних технологій;
- частково або повністю (залежно від графіка споживання) задовольняти потреби котельні в електричній та тепловій енергії за тарифами, нижче середньоринкових;
- знизити залежність котельні від зовнішніх енергопостачальних підприємств;
- збільшити економічний ефект проекту шляхом зниження витрат на транспортування електричної енергії;
- знизити собівартість вироблюваної теплової енергії завдяки низькій собівартості теплової енергії, що виробляється когенераційною установкою, а також шляхом зменшення частки електричної енергії у структурі витрат на виробництво теплової енергії штатними котлами.

Для економічної ефективності встановлену електричну та теплову потужність необхідно експлуатувати протягом року з максимальним завантаженням (таблиця 12.9). Отже, найбільш ефективною є електрична потужність когенераційної установки – 2 МВт (два мотор-генератора за 1 МВт кожний).

Таблиця 12.9 – Основні показники проекту

Параметр	Показник
Необхідні інвестиції, тис. грн	9 503,940
Розрахунковий період, рік	10
Економічний ефект за розрахунковий період, тис. грн	75 116,766
Термін окупності (з урахуванням використання кредитних ресурсів), міс.	18
Податкові платежі до бюджету, тис. грн	17 983,25
Термін експлуатації обладнання, рік	20

Тепло у вигляді гарячої води, що виробляється когенератором, буде використано для гарячого водопостачання.

Основним елементом когенератора є первинний газовий двигун внутрішнього згорання з електрогенератором на валу. Під час роботи двигун генератора утилізується тепло вихлопних газів, масляного охолоджувача й охолоджувальної рідини двигуна. Разом із тим у середньому на 2 000 кВт електричної потужності споживач отримує 1,7–2 Гкал теплової потужності у вигляді гарячої води. Когенераційні установки мають ефективність використання енергетичних ресурсів (газ) на 30–40 % вище, ніж обладнання, що виробляє тільки електроенергію або тільки тепло. У процентному вираженні вироблена енергія розподіляється так: 50 % – тепло, 40 % – електрика, 10 % – втрати. Великий відсоток тепла в загальній кількості вироблюваної когенератором енергії пояснюється повною утилізацією тепла від системи охолодження двигуна і вихлопних газів.

Умови успішного застосування когенераційної технології:

- використання когенератора як основне джерело енергії, тобто під час запуску близько 7 500 годин за рік (решту часу – планове технічне обслуговування);
- максимальне наближення когенератора до споживача тепла та електроенергії;
- використання відносно дешевого первинного палива – природного газу.

Зазначені характеристики основного компонента когенераційної установки – мотор-генератора. Автоматизація мотор-генератора 2-го ступеня передбачає: автоматичний пуск, разом із пуском у разі зникнення (падіння) напруги в контрольованій мережі, автоматичний прийом навантаження, автоматичний контроль за параметрами – перегрівання охолоджувальної рідини і масла, падіння тиску масла, а також індикацію стану і візуальний контроль параметрів агрегату.

Крім мотор-генератора, мінімальний комплект поставки повинен включати: систему управління мотор-генератора, блок синхронізації з зовнішньою мережею, високовольтне обладнання, блок утилізації тепла, систему пуску двигуна,

кабельно-провідникову продукцію, допоміжне обладнання (баки, насоси і т. д.), комплект запасних частин, комплект експлуатаційних документів.

Остаточний комплект устаткування визначається відповідно до робочого проекту, який виконується спеціалізованою проектною організацією. Термін гарантії на когенераційну станцію встановлюється в розмірі не менше 7 500 мотогодин. Навчання персоналу споживача здійснюється в період шефмонтажу, пусконаладжувальних робіт та першого запуску мотор-генератора на об'єкті споживача. Основні вихідні дані й розрахунок подані в проекті, розробленому на замовлення КП «Харківські теплові мережі» [259].

У ході аналізу були відібрані найбільш конкурентоспроможні аналоги, виходячи з вхідної потужності, частоти обертання і застосовуваного палива (природний газ). Порівняльні характеристики газових мотор-генераторів наведено у таблиці 12.10.

Таблиця 12.10 – Порівняльні характеристики газових мотор-генераторів

Виробник	GE Jenbacher (Австрія)	ГП «ЗіМ» (м. Харків, Україна)	«Caterpillar» (США)
1	2	3	4
Марка двигуна	JMC 320	11ГД100М	O117G
Потужність електрична, кВт	1 064	1 000	1 030
Частота обертання, об/хв	1 500	790	1 500
Кількість і розташування циліндрів	20 V	10 L	36 V
Вид палива	Природний газ	Природний газ	Природний газ
Питома втрата природного газу, м³/кВт·год	0,28	0,33	0,29
Питома втрата масла, г/кВт·год	0,3	1,2	0,3
Частота, Гц	50	50	50
Ресурс до першого перебирання двигуна, год	20 000	10 000	20 000

Продовження таблиці 12.10

1	2	3	4
Термін експлуатації до капітального ремонту, год	60 000	60 000	60 000
Розміри мотор-генератора (довжина / ширина / висота), мм	5 200/1 900/ 23 00	6 306/1 940/ 3 144	4 816/1 796/ 2 361
Маса мотор-генератора установки, кг	11 300	29 000	12 810
Ціна, дол США (з урахуванням ПДВ) за 1 кВт потужності комплектного когенераційного обладнання в Україні	800	500	725

Для розрахунків використовуємо такі вихідні дані:

– вартість природного газу 2 220 грн (без ПДВ та транспортуванням);

– вартість мастила (імпортне / вітчизняне) 13,5 / 9,8 грн без ПДВ;

– ціна теплової енергії (без втрат 16,094 %) 485 Гкал/грн без ПДВ;

– ціна споживаної електричної енергії (II клас) 0,67 грн без ПДВ.

Калорійність природного газу 8 232 кКал/м³.

Середньомісячний тиск газу, 0,4 кгс/см² – за наявного тиску газу, у разі вибору обладнання ДП «ЗіМ» потрібно використовувати додаткове компресорного блока.

Зазначені вихідні величини будуть використані в подальшому для економічних розрахунків, які для кожного виду обладнання подамо в таблицях економічного розділу цієї монографії.

Для експертної оцінки обладнання також використовується поняття технічного рівня обладнання. Зокрема, технічний рівень обладнання Jenbacher найбільш високий, що підтверджується обсягами продажів фірми і досвідом експлуатації, обладнання Caterpillar також має набагато більший досвід експлуатації і якість, ніж обладнання ДП «ЗіМ». Це обумовлено, як і технічними рішеннями (чотирихконтактний двигун на відміну

від двоконтактного 11ГД100М; необхідність компресії газу на 11ГД100М, а значить і додаткових фінансових витрат та витрат електроенергії близько 100 кВт/год на два компресора), так і рівнем експлуатації та обслуговування обладнання (рисунок 12.3).

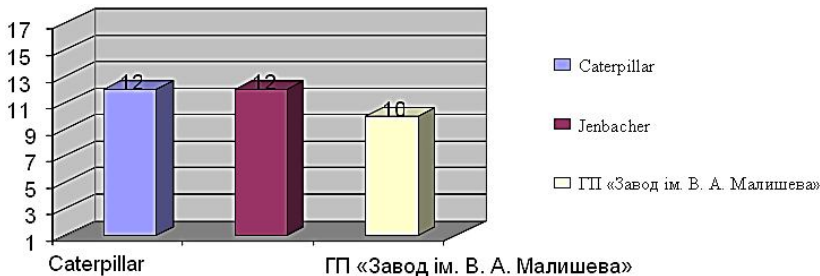


Рисунок 12.3 – Рейтинг когенераційного обладнання з комплексного показника

Грунтуючись на порівняльному техніко-економічному аналізі когенераційного обладнання різних виробників, рекомендуємо до використання для цього проекту обладнання фірми Jenbacher (Австрія), а також Caterpillar (США), що зарекомендувало себе як високоякісне, надійне і сучасне обладнання, використовуване в більш ніж 100 країнах світу протягом багатьох років.

Упровадження обладнання ДП «Завод ім. В. А. Малишева» має сенс лише за значної обмеженості фінансових ресурсів.

Обладнання та його використання на котельні. Електрична енергія виробляється трифазним генератором, теплову енергію отримують шляхом охолодження двигуна внутрішнього згоряння, і відбору тепла продуктів згоряння. Виробництво обох видів енергії органічно взаємопов'язані.

Отримана номінальна електрична потужність на клеммах одного генератора становить 1 030 кВт за таких атмосферних умов:

- температура навколишнього повітря 8–40 °С;
- атмосферний тиск – 674–760 мм рт. ст.;

- відносна вологість – до 90 %;
- висота над рівнем моря – не більше ніж 1 000 м.

Тип генератора – синхронний трифазний з незалежним збудженням і самовентиляцією. Підшипник генератора обладнаний термометром з контактною системою для контролю температури і сигналізації про її перевищення. Тип газового двигуна марки G3516TA. Робочий процес газового двигуна здійснюється за чотиритактний цикл.

Обладнання (за винятком радіатора) призначено для установки в будівлю або всепогодних шумопоглинальних контейнерах. Температура повітря в будівлі (контейнері) у будь-який час року повинна підтримуватися в межах від +5 °С до +40 °С. Вологість до 90 %.

Агрегати Caterpillar G3516 постачаються на загальній рамі, на якій змонтовані: газовий двигун, генератор, колектор відведення вихлопних газів, теплообмінники водяної сорочки двигуна, масла й надувочного повітря. Агрегати поставляються комплектно з блоком управління агрегату, генератора та ін обладнання.

Паливна система складається з регулятора тиску газу, газового змішувача, турбокомпресора, охолоджувача суміші після турбокомпресора, дозувальної заслінки. Паливо – природний газ із питомою теплотою згоряння, МДж/м – 35,5.

Система охолодження двигуна – двоконтурна. Контур охолодження сорочки і контур охолодження газоповітряної суміші.

Кожен контур оснащений насосом із приводом від колінчастого вала двигуна і термостатами на виході з контурів.

Підігрівач сорочки охолодження з автоматичним відключенням по температурі потужністю 6кВт, напруга 220 В на кожен двигун.

Система змащення – замкнута, у складі: шестерневого насоса з приводом від двигуна, масляного піддона ємністю 338 л, водомасляного теплообмінника, масляних фільтрів, регулятора рівня масла, заливної горловини. Масло Caterpillar NGE0 SAE 30.

Система запалювання – електронна, програмована, живлення 24 V DC. Кожен циліндр обладнаний блоком трансформатор-свічки, розташованої під клапанною кришкою.

Система пуску – електрична: два стартера, 24 V DC.

Система управління – Woodward ProActII. Виконавчий механізм змонтований на двигуні, блок керування поставляється окремо для монтажу в щит керування.

Система захисту – захист від перегрівання, низького тиску масла й детонації. Датчики змонтовані на двигуні, блок керування і сигналізації – у щиті керування. Сапун та запобіжні клапани перевищення тиску картерних газів.

Генератор змінного струму – безщітковий, одноподшипниковий генератор із регулятором напруги. Напруга, В – 400/6 300/10 500 В. Потужність, кВА – 1 278. $\cos f$ – 0,8. Температура – 40 °С. Висота над рівнем моря – 305 м. Клас ізоляції – F. Виконання – IP22.

Шафа розподільного пристрою призначений для комплектації з двома газовими електростанціями G3516 і складається з двох з'єднаними між собою шаф – по одному на кожен агрегат. Шафи сталеві, обладнані замикає двері з ущільненням.

Шафа системи управління складається з двох відділень низьковольтного відсіку власне системи управління двигуна та камери силового вимикача з приводом для введення в паралельну роботу. Шафа розташована у підлозі.

Низьковольтний відсік містить у собі також ланцюги управління навантаженням. Шафа управління призначена для використання з двома мотор-генераторними установками G3516 потужністю по 1 030 кВт кожна, напругою 0,4 кВ і коефіцієнтом потужності $\cos f = 0,8$. Система керування здійснює автоматичне введення кожного генератора в паралельну роботу на шину навантаження для використання кожного з них під час спільної роботи з іншими. Особливості шафи управління: виконання відповідно до стандарту NEMA I для використання всередині приміщень, двері шаф з ущільненням – верхня і нижня двері замикаються зверху і знизу на 2 засувки, двері мають також засувки.

Система управління генераторної установкою: постійно циклічно змінюється інформація на рідкокристалічному дисплеї з підсвічуванням про напрацьовані мотогодини двигуна, оберти двигуна, напругу акумуляторної батареї, тиск масла двигуна і температуру охолоджувальної рідини.

Зупинка двигуна у разі: перевищення допустимих оборотів, підвищення температури двигуна, низькому тиску масла, детонації, за натискання кнопки аварійної зупинки та інших за бажанням замовника (наприклад, у разі спрацьовування датчика загазованості приміщення станції або пожежної сигналізації). Кожна з перерахованих вище причин зупинки індикуються на передній панелі.

Вимірювальні прилади кола змінного струму – вольтметр за трьома фазами. Рідкокристалічний дисплей з підсвічуванням для виведення показань амперметра і частотоміра з кнопкою вибору фази. Точність вимірювань 0,5 %.

Управління: автоматичний пуск із програмними вимірюваними величинами тривалості увімкненого стану стартера, часу між запусками, контролю за успішністю запуску і часу роботи двигуна на холостому ході для остигання у разі вимикання після роботи під навантаженням.

Програмування та діагностика: система управління передбачає можливість програмної зміни контрольних параметрів двигуна і відображення змінних, самодіагностику системи, а також підключення датчиків і з'єднань.

Перемикач режимів роботи двигуна: перемикач на 4 положенні з клацанням під час перемикання. Положення перемикача – ВИКЛ / СКИДАННЯ, АВТОМАТИЧ, РУЧНИЙ, СТОП / ОХОЛОДЖЕННЯ. ВИКЛ / СКИДАННЯ – для зупинки двигуна і скидання несправності. АВТОМАТИЧ – для місцевого або дистанційного запуску двигуна за допомогою замикання вимикача або контактів. РІЧНИЙ – для локального запуску двигуна і ручного введення в паралель. СТОП / остигання – для ручного переключення двигуна в режим остигання і подальшого вимкнення. Перемикач ПІДТВЕРДЖЕННЯ НЕСПРАВНОСТІ / ПЕРЕВІРКИ ІНДИКАЦІЇ.

Трипозиційний перемикач із фіксацією в середньому положенні. Використовується для підтвердження несправності

та вимикання звукового сигналу в одному положенні і перевірки індикації в іншому.

Кнопка аварійної зупинки: грибоподібна кнопка червоного кольору з фіксацією в натиснутому положенні. При натисканні двигун зупиняється і головний вимикач розмикається. У натиснутому положенні блокує запуск двигуна.

Автоматичне введення в паралель: містить у собі захист від зворотної потужності, ланцюги автоматичної синхронізації, лампи синхроскопа, і вимикач. За зворотної потужності головний вимикач розмикається і двигун зупиняється.

Помилка введення в паралель: програмований таймер контролю введення в паралель зупиняє двигун, якщо вимикач генератора не замкнувся після закінчення заданого часу.

Перевищення напруги: захисне реле від перевищення напруги (ANSL-5/9) однофазне напівпровідникове реле, жорстко змонтоване, із змінними параметрами напруги спрацьовування й затримки часу. Спрацьовування реле призводить до розмикання головного вимикача генератора і зупинки двигуна. Спрацьовування захисного реле індукується миготливою лампою і звуковим сигналом.

Перевищення допустимого струму: захисне реле від перевищення допустимого струму (ANSI-50/51). Спрацьовування реле призводить до розмикання головного вимикача генератора, і переводить двигун у режим охолодження на холостому ходу з подальшою зупинкою. Реле напівпровідникове, виймається з кожуха. Із змінними параметрами струму відсічення та спрацювання з затримкою часу. Спрацьовування захисного реле індичіюється випадальними блінкерами і звуковим сигналом.

Перемикач управління газовим вимикачем: перемикач підвищеної надійності на три положення, з фіксацією в середньому положенні, з миттєвим замиканням контактів у положенні увімкнення і вимкнення головного вимикача і ковзальними контактами для автоматичного замикання. Рукоятка може фіксуватися в положенні блокування замикання головного вимикача. Для індикації положення головного вимикача використовуються відповідні індикаторні лампи.

Електронний регулятор швидкості та пов'язані з ним ланцюги: регулятор і блок розподілу навантаження генераторів встановлені в шафі управління. Є потенціометр регулювання швидкості, перемикач «Нормальне / Знижені» оберти двигуна, і перемикач режимів роботи двигуна залежно від зростання навантаження – «Ізохронний режим / Статика швидкості».

Регулятор напруги: регулятор напруги, призначений для роботи з генератором Caterpillar SR4B установлюється в шафі управління і має потенціометр підстроювання напруги, що знаходиться на передній дверцяті шафи.

Шини: для трьох фаз, плюс нейтраль, розраховану на повне навантаження, виконані з посрібленої міді з отворами для підключення кабелів навантаження і кабелів генератора за стандартом 14ЕМА. Шини розраховані на повне навантаження генератора з коефіцієнтом потужності 0,8. Є посріблені мідні шини заземлення.

Теплопостачання будівлі здійснюється від утилізаторів газопоршневих агрегатів. Як теплоносія для системи опалення та вентиляції прийнята гаряча вода з параметрами 70–105 °С.

Режим роботи установки – цілорічний.

Як нагрівальні прилади прийняті реєстри з гладких труб у машинному залі та реєстри МС-140 в адміністративних приміщеннях. У машинному залі передбачена природна і технічна вентиляція. Для витягування повітря передбачені дефлектори і два дахових вентилятори, один з яких резервний, на дефлекторах дахових вентиляторів встановлені шумоглушники. Даховий вентилятор забирає повітря з робочої зони / $h = 2$ м/машзалу. Витрата повітря цього вентилятора становить 1 260 м³/год.

Подача повітря в приміщення здійснюється за допомогою двох припливних вентсистем, які забезпечують більше шестиразового обсягу на годину і використовуються для вентиляції приміщення і подачі повітря для згоряння. Загальна кількість повітря становить 16 000 м³/год.

Під час роботи двох газогенераторів кількість повітря, яка необхідна для роботи устаткування, складе:

- газогенератори $2 \cdot 4\,850$ м³/год;
- одноразовий об'єм приміщення – 1 260 м³/год;

– 2/3 кратний повітрообмін із робочої зони – 1 260 м³/год, разом – 12 220 м³/год.

Загальна кількість припливного повітря повністю задовольняє потребам. Технологічним регламентом передбачено за кілька хвилин до запуску газогенераторів увімкнення витяжного вентилятора, після чого вмикаються припливні системи. У контейнерному виконанні опалення та вентиляція контейнера забезпечується обладнанням, встановленим усередині.

Головною сировиною для виробництва електричної і теплової енергії є природний газ. Склад природного газу з утримання природних компонентів повинен відповідати технічним вимогам газового двигуна. У цьому проекті приймається, що природний газ відповідає стандартам і ДСТУ, чинним в Україні.

Крім природного газу, електростанція споживає моторне масло марки Caterpillar NGEO SAE 30. У таблиці 12.10 наведені нормативні значення питомої витрати природного газу і мастила для роботи електростанції, а також плановане місячне споживання сировини в розрахунку на 2 установки.

Витрати визначаються з фактичного технічного стану енергоагрегатів, встановленого під час огляду: необхідність заміни гумовотехнічних виробів, проведення робіт доопрацюванні блока, зняття нагару, заміни деталей і вузлів тощо. Цим проектом передбачається експлуатація когенераційної установки самим ініціатором проекту, тому беремо до уваги персонал, безпосередньо зайнятий обслуговуванням енергоустановки.

Менеджер координує роботу всього персоналу та керує поточною операційною діяльністю, оформляє первинні документи і проводить облік матеріальних ресурсів, веде формуляри експлуатації устаткування. Механік – моторист виконує роботи з обслуговування газового двигуна. Інженер – електрик стежить за роботою генератора та електрообладнання. Оператор установки здійснює безперервний контроль роботи енергоагрегатів (пуск / зупинка) за показаннями вимірювальних приладів і веде журнали свідчень.

Програму виробництва теплової та електричної енергії подано в таблиці 12.11.

Таблиця 12.11 – Програма виробництва теплової та електричної енергії

Найменування	Показник	
	На місяць	На рік
Кількість мотогодин (з урахуванням коефіцієнта потужності = 0,9)	562,5	6 750
Виробництво електроенергії, МВт·год	1 158,8	13 905
Виробництво теплової енергії, Гкал/год	1 055,3	12 663,9

Вихідні дані

Метою цього розділу є техніко-економічне обґрунтування організації виробництва електричної і теплової енергії та використання автономної когенераційної установки електричної потужності 2 МВт на базі газопоршневих двигунів (по 1 МВт кожний). Постачання електричної та теплової енергії буде здійснюватися для виробничих та власних потреб котельні Салтівського житлового масиву (м. Харків, Україна).

Споживання котельні електроенергії в зимовий період – 5,3 тис. кВт·год, у літній період – 1,5 тис. кВт·год. Із міркувань економічної ефективності встановлену електричну та теплову потужність необхідно експлуатувати протягом року з максимальним завантаженням.

Термін гарантії на когенераційну станцію встановлюється в розмірі не менше 7 500 мотогодин.

Сьогодні на ринку України присутні достатня кількість газових мотор-генераторів для автономного електропостачання як вітчизняних, так і імпорتنних виробників. У ході аналізу були відібрані найбільш конкурентоспроможні аналоги виходячи з вхідної потужності, частоти обертання і застосовуваного палива (природний газ).

Вихідні дані для економічних розрахунків (взяті за цінами 24.04.2010):

– вартість природного газу (без ПДВ та транспортуванням)
– 2 220 грн;

- вартість мастила (імпортне / вітчизняне) – 13,5 / 9,8 грн без ПДВ за літр;
- ціна теплової енергії (без втрат 16,094 %) за 1 Гкал 485 грн без ПДВ;
- ціна споживаної електричної енергії (II клас) – 0,67 грн без ПДВ;
- калорійність природного газу – 8 232 кКал/м³;
- середньомісячна тиск газу – 0,4 кгс/см².

За наявного тиску газу, у разі вибору обладнання ДП «ЗіМ», потрібно використовувати додатковий компресорний блок.

Розрахунок економічного ефекту від 2-х газових двигун-генераторів 55ГД16ОМ виробника ДП «Завод ім. В. А. Малишева» наведено у таблиці 12.12.

Таблиця 12.12 – Розрахунок економічного ефекту

Найменування параметрів	Позначення	Розм.	Величина
1	2	3	4
1. ВИХІДНІ ДАНІ			
Потужність 2-х двигун-генераторів: електрична	Ne	кВт	2 000
теплова	Nt	кВт	2 000
Кількість годин роботи на рік	t	годин	7 500
Коефіцієнт використання потужності газодвигун-генератора	Km		0,9
Питома витрата масла	qm	г/кВт·год	1,20
Маса масла в системі 2-х моторів	Gm	кг	2 000
Ціна олії без ПДВ	Cm	грн/кг	9,8
Термін служби олії до заміни	Tm	годин	1 500
Витрата природного газу 2-х моторів з теплотворною здатністю Q _H = 8232 кКал/м ³	Gg	м ³ /год	600

Продовження таблиці 12.12

1	2	3	4
Цена природного газу	Ц _г	грн/ нм ³	$2,22 \cdot 1,2 = 2,664$
Ціна теплової енергії без ПДВ	Ц _т	грн/Ткал	$485 \cdot 1,2 = 582$
Термін експлуатації двигунів до капремонту	Р _{кр}	годин	60 000
Коефіцієнт вартості капремонту від ціни обладнання	В _{кр}		0,3
Ресурс до першого перебирання	Р _{пер}	час	10 000
Коефіцієнт вартості першої перебирання від ціни обладнання	В _{пер}		0,05
Ціна обладнання без ПДВ	Ц	грн	4 250 000
Термін амортизації	Т _{ам}	років	20
Ціна електричної енергії без ПДВ	Ц _{ее}	грн/кВт·год	$0,67 \cdot 1,2 = 0,804$
2. РОЗРАХУНОК РІЧНИХ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ВИТРАТ			
Витрати на газ	$Z_g = G_g \cdot t \cdot C_g \cdot K_m$	грн	10 789 200
Витрати на масло	$Z_m = C_m \cdot t \cdot (N_e \cdot K_m \cdot 0,001 + G_m / T_m)$	грн	230 300,0
Витрати на капремонт	$Z_{kr} = V_{kr} \cdot C \cdot t / R_{kr}$	грн	159 375
Витрати на перебирання	$Z_{per} = V_{per} \cdot C \cdot t / R_{per}$	грн	159 375
Витрати на зарплату	$Z_{zarp} = 4 \cdot 1500 \cdot 12 \cdot 1,3696$	грн	9 8611,2
Амортизація	$A_m = C / T_{am}$	грн	212 500
Виплата відсотків	$Pr = (C + CMP) \cdot 1,2 \cdot 7 \%$	грн	535 080
Витрати пов'язані з роботою газових двигун-генераторів	З _{дв}	грн	12 184 441,2

Закінчення таблиці 12.12

1	2	3	4
3. РОЗРАХУНОК РІЧНОГО ЕКОНОМІЧНОГО ЕФЕКТУ ТА ТЕРМІН ОКУПНОСТІ			
Кількість електроенергії, виробленої на рік	$C_{ee} = N_e \cdot t \cdot K_m$	кВт*год	13 500 000,0
Кількість теплової енергії, виробленої на рік із урахуванням втрат	$C_{te} = (N_t \cdot t \cdot K_m \cdot 10^{-6} \cdot 860) \cdot 83,906 \%$	Гкал	12 663,9
Вартість електроенергії	$C_m = C_{ee} \cdot C_{ee}$	грн	10 854 000
Вартість теплової енергії	$c_{уг} = C_{te} \cdot C_t$	грн	7 370 389,8
Річний економічний ефект	$E_g = C_m + C_{тг} - 3двг + A_m$	грн	6 252 448,6
Термін окупності	$Токуп = I_g / E_g$	рік	1,22
Собівартість 1 кВт*год електроенергії	$C = (3двг - C_t) / C_{ee}$	грн/кВт*год	0,357
Вартість проектних і БМР (близько 25 % від вартості обладнання)	БМР	грн	2 120 000
Загальні інвестиції без ПДВ	I	грн	6 370 000
Общие инвестиции з НДС	Io	грн	7 644 000

Розрахунок економічного ефекту використання газового двигун-генератора Caterpillar для вироблення електричної та теплової енергії (два мотори 1 МВт) наведено у таблиці 12.13.

Таблиця 12.13 – Розрахунок економічного ефекту

Найменування параметрів	Позначення	Розм.	Величина
1	2	3	4
1. ВИХІДНІ ДАННІ			
Потужність 2-х двигун-генераторів: електрична	N_e	кВт	2 000
теплова	N_t	кВт	2 600

Продовження таблиці 12.13

Кількість годин роботи на рік	t	годин	7 500
Коефіцієнт використання потужності газодвигун-генератора	Км		0,9
Питома витрата масла	qm	г/кВт·год	0,30
Маса масла в системі 2-х моторів	Gм	кг	840
Цена масла без ПДВ	Цм	грн/кг	13,5
Термін служби олії до заміни	Tм	годин	1 000
Витрата природного газу 2-х моторів із теплотворною здатністю Qн=8232 кКал/м³	Gг	м³/год	600
Ціна природного газу	Цг	грн/м³	2,22·1,2 = 2,664
Ціна теплової енергії без ПДВ	Цт	грн/Гкал	485·1,2 = 582
Термін експлуатації двигунів до капремонту	Rкр	годин	60 000
Коефіцієнт вартості капремонту від ціни обладнання	Вкр		0,3
Ресурс до першого перебирання	Rпер	годин	10 000
Коефіцієнт вартості першої перебирання від ціни обладнання	Впер		0,05
Ціна обладнання без ПДВ	Ц	грн	6 340 950
Термін амортизації	Tам	рік	20
Ціна електричної енергії без ПДВ	Цее	грн/кВт·год	0,67·1,2 = 0,804
2. РОЗРАХУНОК РІЧНИХ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ВИТРАТ			
Витрати на газ	$Zг = Gг \cdot t \cdot Цг \cdot Км$	грн	10 789 200
Витрати на олію	$Zм = Цм \cdot t \times (Nе \cdot Км \cdot 0,001 + Gм/Tм)$	грн	267 300
Витрати на капремонт	$Zкр = Вкр \cdot Ц \cdot t/Rкр$	грн	237 785,625
Витрати на перебирання	$Zпер = Впер \cdot Ц \cdot t/Rпер$	грн	237 785,625

Закінчення таблиці 12.13

1	2	3	4
Витрати на зарплату	$\begin{aligned} \text{Ззарп} &= \\ &= 4 \cdot 1\,500 \times \\ &\times 12 \cdot 1,3696 \end{aligned}$	грн	98 611,2
Амортизація	$\text{Ам} = \text{Ц}/\text{Там}$	грн	317 047,5
Виплата відсотків	$\begin{aligned} \text{Пр} &= (\text{Ц} + \text{СМР}) \\ &1,2 \cdot 0,7\% \end{aligned}$	грн	665275,8
Витрати пов'язані з роботою газових двигун-генераторів	Здв	грн	12613005,75
3. РОЗРАХУНОК РІЧНОГО ЕКОНОМІЧНОГО ЕФЕКТУ ТА ТЕРМІНУ ОКУПНОСТІ			
Кількість електроенергії, виробленої на рік	$\text{Сее} = \text{Ne} \cdot \text{t} \cdot \text{Км}$	кВт·год	13 500 000,0
Кількість теплової енергії, виробленої на рік з урахуванням втрат	$\begin{aligned} \text{Сте} &= \\ &(\text{Nt} \cdot \text{t} \cdot \text{Км} \cdot 10^{-6} \cdot 860) \\ &\times 83,906\% \end{aligned}$	Гкал	12 663,9
Вартість електроенергії	$\text{Цм} = \text{Сее} \cdot \text{Цее}$	грн	10 854 000
Вартість теплової енергії	$\text{Цтг} = \text{Сте} \cdot \text{Цт}$	грн	7 370 389,8
Річний економічний ефект	$\text{Ег} = \text{Цм} + \text{Цтг} - \text{Здвг} + \text{Ам}$	грн	5 928 431,55
Термін окупності	$\text{Токуп} = \text{Ія} / \text{Ег}$	рік	1,603
Собівартість 1 кВт·год електроенергії	$\text{С} = (\text{Здвг} - \text{Цт}) / \text{Сее}$	грн/кВт·год	0,39
Вартість проектних і БМР (близько 25 % від вартості обладнання)	БМР	грн	1 579 000
Загальні інвестиції без ПДВ	І	грн	7 919 950
Загальні інвестиції з ПДВ	Іо	грн	9 503 940

Розрахунок економічного ефекту використання газового двигун-генератор GE Jenbacher для вироблення електричної та теплової енергії (два мотори 1 МВт) наведено у таблиці 12.14.

Таблиця 12.14 – Розрахунок економічного ефекту

Найменування параметрів	Позначення	Розм.	Величина
1	2	3	4
1. ВИХІДНІ ДАНІ			
Потужність 2-х двигун-генераторів: електрична	Ne	кВт	2 128
теплова	Nt	кВт	2 400
Кількість годин роботи на рік	t	годин	7 500
Коефіцієнт використання потужності газодвигун-генератора	Kм		0,9
Питома витрата масла	qm	г/кВт·год	0,3
Маса масла в системі 2-х моторів	Gм	кг	900
Ціна масла без ПДВ	Цм	грн/кг	13,5
Термін експлуатації масла до заміни	Tм	годин	1 000
Витрата природного газу 2-х моторів із теплотворною здатністю Qн = 8232 кКал/м ³	Gг	м ³ /год	560
Ціна природного газу	Цг	грн/	$2,22 \cdot 1,2 = 2,664$
Ціна теплової енергії без ПДВ	Цт	грн/Гкал	$485 \cdot 1,2 = 582$
Термін служби двигунів до капремонту	Rкр	годин	60 000
Коефіцієнт вартості капремонту від ціни обладнання	Вкр		0,3
Ресурс до першого перебирання	Rпер	годин	20 000
Коефіцієнт вартості першої перебирання від ціни обладнання	Впер		0,05
Ціна обладнання без ПДВ	Ц	грн	7 154 500
Термін амортизації	Tам	років	20
Ціна електричної енергії без ПДВ	Цее	грн/кВт·год	$0,67 \cdot 1,2 = 0,804$

Продовження таблиці 12.14

1	2	3	4
2. РОЗРАХУНОК РІЧНИХ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ВИТРАТ			
Витрати на газ	$Зг = Gг \cdot t \cdot Цг \cdot Км$	грн	10 069 920
Витрати на масло	$Зм = Цм \cdot t \cdot (Ne \cdot Км \cdot 0,001 + Gм / Tм)$	грн	285 039
Витрати на капремонт	$Зкр = Вкр \cdot Ц \cdot t / Rкр$	грн	268 293,75
Витрати на перебирання	$Зпер = Впер \cdot Ц \cdot t / Rпер$	грн	134 146,875
Витрати на зарплату	$Ззарп = 4 \cdot 1\,500 \cdot 12 \cdot 1,3696$	грн	98 611,2
Амортизація	$Ам = Ц / Там$	грн	357 725
Виплата відсотків	$Пр = (Ц + СМР) \cdot 1,2 \cdot 7 \%$	грн	751 128
Витрати пов'язані з роботою газових двигун-генераторів	$Здв$	грн	11 964 863,83
3. РОЗРАХУНОК РІЧНОГО ЕКОНОМІЧНОГО ЕФЕКТУ ТА ТЕРМІНУ ОКУПНОСТІ			
Кількість електроенергії виробленої на рік	$Сее = Ne \cdot t \cdot Км$	кВт·год	14 364 000,0
Кількість теплової енергії, виробленої на рік з урахуванням втрат	$Сте = (Nт \cdot t \cdot Км \cdot 10^{-6} \times 860) \cdot 83,906 \%$	Гкал	11 689,8
Вартість електроенергії	$Цм = Сее \cdot Цее$	грн	11 548 656
Вартість теплової енергії	$Цтг = Сте \cdot Цт$	грн	6 803 463,6
Річний економічний ефект	$Ег = Цм + Цтг - Здвг + Ам$	грн	6 744 980,77
Термін окупності	$Токуп = Ія / Ег$	рік	1,59
Собівартість 1 кВт·год електроенергії	$С = (Здвг - Цт) / Сее$	грн/кВт·год	0,36
Вартість проектних і БМР (близько 25 % від вартості обладнання)	БМР	грн	1 787 500
Загальні інвестиції без ПДВ	І	грн	8 942 000
Загальні інвестиції з ПДВ	Іо	грн	10 730 400

Результуюча оцінка ефективності

Дані порівняльного техніко-економічного аналізу зводимо до результуючої таблиці для проведення експертної оцінки.

Таблиця 12.15 – Техніко-економічні показники устаткування

Виробник	GE Jenbacher (Австрія)	ГП «ЗіМ» (г. Харків, Україна)	Caterpillar (США)
Марка двигуна	JMC 320	11ГД100М	O117G
Потужність, кВт	1 064	1 000	1 030
Термін окупності, років	1,59	1,22	1,603
Собівартість 1 кВт·год електроенергії, грн без ПДВ	0,38	0,357	0,39
Загальні інвестиції, грн з ПДВ	10 730 400	7 644 000	9 503 940
Річний економічний ефект, грн	6 744 980,77	6 252 448,6	5 928 431,55

Експертна оцінка проводиться за такими показниками:

- капітальні вкладення в проект;
- окупність проекту;
- собівартість вироблюваної електроенергії;
- технічний рівень обладнання.

До того ж, по кожному показнику виставляється оцінка (від 1 до 3, тобто 3 – кращий результат, 1 – погано), а результуюча цифра є експертною оцінкою певного обладнання (таблиця 12.16).

Таблиця 12.16 – Експертна оцінка когенераційного обладнання

Виробник	Капітальні вкладення	Технічний рівень	Окуп- ність	Економіч- ний ефект	Собівар- тість кВт·год	Сумарн а оцінка
Caterpillar	2	2	3	2	3	12
Jenbacher	1	3	2	3	3	12
ДП «Завод ім. Малишева»	3	1	3	1	2	10

Отже, як видно з таблиці 12.16, когенераційне устаткування Jenbacher і Caterpillar має найстабільніші оцінки за всіма показниками.

Jenbacher має високі показники економічної ефективності і низьку собівартість вироблюваної електроенергії, але це обладнання вимагає найбільших інвестицій.

Обладнання ДП «ЗіМ» характерно найменшими капітальними витратами і терміном окупності, однак має високу собівартість виробленої енергії і як результат – менший економічний ефект у перспективі.

Грунтуючись на порівняльному техніко-економічному аналізі когенераційного обладнання різних виробників, рекомендовано до використання для цього проекту обладнання фірми Jenbacher (Австрія), а також Caterpillar (США). Воно зарекомендувало себе як високоякісне, надійне та сучасне обладнання, що використовується в більш ніж 100 країнах світу протягом багатьох років.

Упровадження обладнання ДП «Завод ім. В. А. Малишева» має сенс лише за значної обмеженості фінансових ресурсів.

У подальших розрахунках змінних і постійних витрат на експлуатацію, ОВНС, розрахунку грошових потоків ми прив'язуємося до техніко-економічних даних устаткування Caterpillar. Однак, це зроблено як наочний приклад і не є оцінкою цього обладнання як найкращого для проекту.

Остаточну оцінку буде проводити тендерний комітет на підставі техніко-комерційних пропозицій постачальників обладнання.

Основною сировиною для виробництва електричної і теплової енергії є природний газ. Крім природного газу, електростанція споживає моторне масло марка Caterpillar NGE0 SAE 30.

У таблиці 12.17 наведені нормативні значення питомої витрати природного газу і масла для роботи електростанції, а також плановане місячне споживання сировини в розрахунку на 2 установки.

Таблиця 12.17 – Розрахунок місячної потреби в сировинних ресурсах

Показник	Значення	На 2 установки
Витрата паливного газу, м ³ /кВт·год	0,291	
Витрата масла на чад, г/кВт·год	0,3	
Кількість годин роботи в місяць (7 500/12) Км	562,5	
Місячне споживання паливного газу, тис. м ³	168,6	337,2
Місячне споживання масла Caterpillar NGEO SAE 30 (на угар – 173,8; заміна через 1 000 годин – 262,5 л), л	436,3	872,6

Експлуатація енергоагрегатів пов'язана з проведенням різного типу технологічних робіт, таких як:

- перебирання двигуна, регламентні роботи;
- капітальний ремонт двигуна (таблиця 12.18).

Таблиця 12.18 – Експлуатаційні витрати для установки з двох енергоагрегатів (на 10 річний період експлуатації) (без ПДВ)

Назва робіт	Ресурс, годин	Вартість робіт на 2 установки, грн	Протягом 10 років, грн
Перебирання двигуна	20 000	237 785,625	2 377 856,25
Капітальний ремонт двигуна	60 000	237 785,625	2 377 856,25
УСЬОГО витрат на 10 років:			4 755 712,5
Витрати на місяць, грн			39 630,9375

Витрати визначаються виходячи з фактичного технічного стану енергоагрегатів, встановленого під час огляду: необхідність заміни гумовотехнічних виробів, проведення робіт доопрацюванні блока, зняття нагару, заміни деталей та вузлів тощо.

Організаційна структура

Цим проектом передбачається експлуатація когенераційної установки самим ініціатором проекту, тому беремо до уваги

персонал, безпосередньо зайнятий обслуговуванням енергоустановки.

Роботи, пов'язані з капітальним ремонтом обладнання, здійснює спеціалізована організація за окремим договором у межах сум (див. таблицю 4.7.).

Штатний розклад і фонд оплати праці персоналу, зайнятого обслуговуванням енергоагрегатів, наведено в таблиці 12.19.

Таблиця 12.19 – Штатний розклад виробничого персоналу

Назва	Кількість	Оклад, грн
Менеджер	1	1 500
Механік-моторист	1	1 500
Інженер-електрик	1	1 500
Оператор установки	1	1 500
Усього	4	6 000
Разом фонд оплати праці (ФОП):		6 000
Нарахування на ФОП (36,96 % від ФОП)		2 217,6
Разом місячний ФОП із нарахуваннями		8 217,6

Собівартість виробленої електроенергії

Для розрахунків собівартості виробленої електричної і теплової енергії застосовувався метод «Direct-Costing», за якого всі витрати поділяються на постійні та змінні, і постійні витрати переносяться на загальний обсяг реалізації. Цей метод найбільш зручний для управління собівартістю та аналізу порога рентабельності.

Постійні витрати

Структура постійних витрат за місяць, що не залежать від обсягів виробництва енергії, містить у собі такі елементи:

- експлуатаційні витрати: під час розрахунку собівартості виробленої енергії експлуатаційні витрати з таблиці 12.18 були розподілені з розрахунку на один місяць (562 мотогодин);
- заробітна плата персоналу з нарахуваннями згідно зі штатним розкладом, поданому в таблиці.

Структура постійних витрат на місяць роботи наведено в таблиці 12.20.

Таблиця 12.20 – Постійні витрати

Стаття витрат	Сума, грн
Експлуатаційні витрати, у т. ч.	29 531,25
– перебирання двигуна	9 845,75
– капітальний ремонт двигуна	19 687,5
Заробітна плата персоналу з нарахуваннями	8 217,6
РАЗОМ	37 748,85

Змінні витрати.

Структура змінних витрат містить два види сировини: природний газ і моторне масло Caterpillar NGE0 SAE 30:

- вартість природного газу складає 2,664 грн (без ПДВ) за 1 тис. м³ з урахуванням транспортування;
- вартість моторного масла марки Caterpillar NGE0 SAE 30 станом на квітень 2010 року становить 13,50 грн за літр (без ПДВ).

Загальна сума змінних витрат за один місяць роботи визначається на підставі обсягу місячного споживання енергоагрегатів сировинних ресурсів і вартості сировини за одиницю. Структура змінних витрат за один місяць роботи наведено в таблиці 12.21.

Таблиця 12.21 – Змінні витрати (без ПДВ)

Сировина	Ціна сировини, грн	Витрата на місяць	Вартість, грн
Природний газ	2 664 (за тис. м ³)	337,5 тис. м ³	899 100
Масло	13,50 (за 1 л)	872,6 л	11 780,1
РАЗОМ			910 880,1

Загальні витрати.

Структура витрат за місяць виробництва запланованих обсягів електричної та теплової енергії наведена на рисунку 12.4.

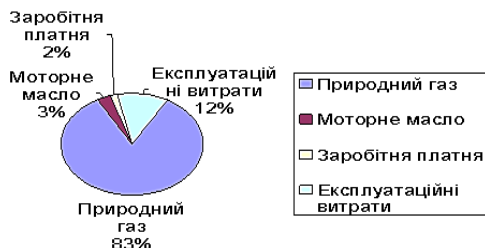


Рисунок 12.4 – Структура витрат за місяць

Загальні витрати на місяць (без урахування відсотка за кредитом) складуть 948 628,95грн без ПДВ.

Необхідно також врахувати у структурі собівартості:

- виплату банківських відсотків – 55 439,65 грн/міс.;
- амортизаційні відрахування – 26 420,625 грн/міс.

Використовуючи наведені дані про постійні і змінні витрати, за умови виробничого плану, визначаємо собівартість електричної і теплової енергії. У разі будь-яких відхилень від планованого обсягу виробництва і зміни вартості складових елементів структури витрат, собівартість енергії змінюється. Віднесення витрат на електричну та теплову енергію здійснювалося виходячи з питомої витрати природного газу на виробництво 1 Гкал теплоти (таблиця 12.22).

Таблиця 12.22 – Собівартість енергії

Показник	Значення
Вироблення електричної енергії на місяць, кВт·год	1 158 750
Вироблення теплової енергії на місяць, Гкал	1 055,325
Витрати загальні, грн	1 030 489,225
Витрати, віднесені на електроенергію, грн	812 620,614
Витрати, віднесені на теплоенергію, грн	217 868,611
Собівартість електроенергії, грн/кВт·год	0,39
Собівартість теплоенергії, грн/Гкал	582

Аналіз беззбитковості

На підставі постійних і змінних витрат можна провести аналіз беззбитковості виробництва енергії та визначити запас фінансової міцності підприємства (таблиця 12.23).

Таблиця 12.23 – Аналіз беззбитковості

Параметр		Електроенергія	Теплоенергія
Ціна реалізації (споживання), грн		0,804 за 1 кВт	582 за 1 Гкал
Обсяг виручки, грн		931 817,655	614 184,6
Змінні витрати, грн		733 666,066	177 214,034
Постійні витрати, грн		95 948,00	23 175,84
Точка беззбитковості	грн	829 614,066	200 389,874
	Кількість	1 031 858,291 кВт·год	344,3125 Гкал
Запас фінансової міцності		102 203,6	413 794,73

Отже, з таблиці 12.23 випливає, що при виробництві електроенергії в обсязі 1 031 858,291 кВт год на місяць підприємство досягає точки беззбитковості, що складає 79 % планованої завантаження енергоагрегатів. Необхідно врахувати, що підприємство реалізує одночасно електричну і теплову енергію. Запас фінансової міцності становить 19 % обсягу виручки по електроенергії, і 8 % обсягу реалізації по тепловій енергії, це означає, що підприємство здатне витримати 19 % зниження виручки з реалізації електроенергії і, відповідно, 8 % по тепловій енергії.

Програма виробництва енергії

Використання енергоагрегатів передбачається протягом календарного року, тобто споживання генерованих електричної і теплової енергії відбувається постійно. На підставі паспортних даних і цих припущень отримуємо виробничий план (таблиця 12.24).

Таблиця 12.24 – Програма виробництва

Показник	Значення показника	
	На місяць	На рік
Кількість мотогодин (з урахуванням коефіцієнта потужності = 0,9)	562,5	6 750
Виробництво електроенергії, МВт·год	1 158,8	13 905
Виробництво теплової енергії, Гкал	1 055,3	12 663,9

Показники ефективності проекту

Собівартість виробництва енергії нижче ринкової вартості, тому грошові кошти, отримані в результаті економії, можна вважати економічним ефектом інвестиційного проекту.

Показники ефективності проекту подані двома групами:

Перша – характеризує фінансову діяльність;

Друга – ефективність вкладень у проект.

Рентабельність валового прибутку складає 43 %;

Рентабельність чистого прибутку складає 31 %.

Інтегральні показники ефективності проекту розраховані на період (горизонт) у 10 років за ставки дисконтування – 7 %.

Зведені дані аналізу ефективності бізнес-плану наведено у таблиці 12.25.

Таблиця 12.25 – Аналіз ефективності вкладень

Параметр	Значення
Розрахунковий період проекту	10 років
Термін окупності РВ	1 рік 6 місяців
Термін окупності РВ (з урахуванням відшкодування ПДВ)	18 місяців
Економічний ефект проекту, тис. грн	75 116,766
Податкові платежі до бюджету, тис. грн	17 983,25
Ставка дисконтування, %	7 %
Чиста поточна вартість проекту NPV, тис. грн	17 415,0
Внутрішня ставка прибутковості інвестицій (IRR),%	16
Рентабельності валового прибутку, %	43
Рентабельність чистого прибутку, %	31

У ході економічного аналізу можливості реконструкції котельної житлового масиву виявлено велику ефективність у розмірі 75 116,766 тис. грн. У подальшому можливі деякі коливання цін на газ та електроенергію у зв'язку з інфляцією. Цей проект має невеликий термін окупності. Розглянуті три установки дають можливість виробнику обрати кращу для подальшого впровадження.

Розрахунки щодо когенераційної установки фірми Caterpillar були наведені як приклад. Вона не є остаточним вибором для впровадження.

13 ПАЛИВО, ЦІНОВА ПОЛІТИКА – ОСНОВА ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ РІШЕНЬ

13.1 Аналіз впливу цін природного газу й електроенергії на техніко-економічні показники когенераційної установки

Наразі Україна знаходиться в перехідному політичному стані, що призвело до подорожчання природного газу. Кабінет міністрів України 17 квітня 2014 року затвердив поетапний графік збільшення цін на газ для населення на період 2015–2017 роки. Про це йдеться у Постанові № 106, опублікованій на Урядовому порталі [260].

Згідно з постановою, Нацкомісії регулювання енергетики рекомендується підвищити ціни на газ на 40 % з 1 травня 2015 року, на 20 % – з 1 травня 2016 та на 20 % – з травня 2017 року. Отже, за три роки ціни збільшаться в два рази порівняно з рівнем, установленим на 1 травня 2014 року. Із 1 травня тариф для населення збільшився приблизно в півтора рази і склав 1 182 грн за 1 тис. м³. Тенденція підвищення вартості газу для населення подана на рисунку 13.1

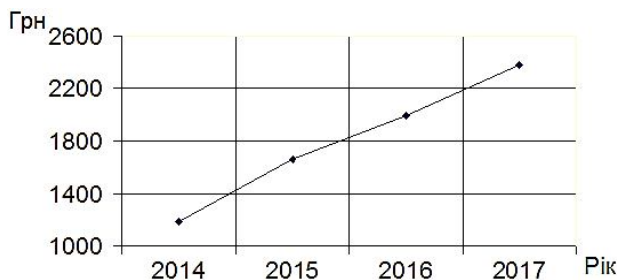


Рисунок 13.1 – Зміна вартості газу для населення
за період 2015–2017 роки

Із рисунку 13.1 видно, що збільшення вартості природного газу має лінійний вигляд, а в чисельному значенні за 2015 р. – 1 655 грн, 2016 р. – 1 986 грн, 2017 р. – 2 383 грн, за умови, що не буде нових змін в Законодавстві України, пов'язаних із переглядом тарифів.

Аналіз динаміки росту цін на природний газ в Україні (рисунок 13.2) показує, що за останні п'ятнадцять років вартість газу збільшилася в 10 разів. Темпи зростання цін на газ в країні для населення приблизно однакові, що вказує на спільність процесів реального ціноутворення, що не підкоряються політичній кон'юктурі.

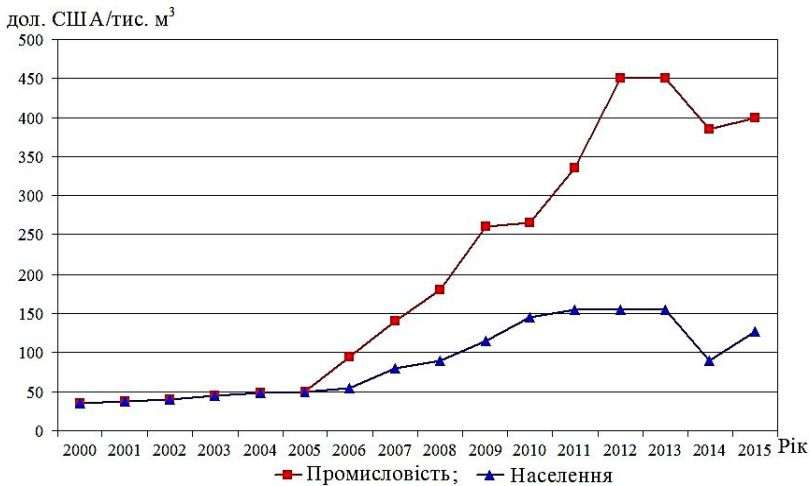


Рисунок 13.2 – Зміна вартості газу для промисловості та населення за період 2000–2015 роки

Вартість природного газу для промислових споживачів та підприємств, що фінансуються з державного та місцевих бюджетів, з 1 травня 2014 р. складає 385 дол. США (4 724 грн). За 1 тис. м³, але до кінця 2014 року у зв'язку з зміною курсу валют вартість збільшилася до 5 005 грн. за 1 тис. м³.

Як повідомлялося, востаннє комісія переглядала тарифи в березні, збільшивши граничну ціну на газ для промислових споживачів з 1 квітня 2014 р. на 29,1 % – з 3,113 тис. грн за 1 тис. м³ до 4,02 тис. грн за 1 тис. м³, для підприємств, що фінансуються з державного та місцевих бюджетів – на 64,2 %, з 2,448 тис. грн за 1 тис. м³ до 4,02 тис. грн за 1 тис. м³. Міністерство економічного розвитку і торгівлі України прогнозує ціни на газ у 2015 р. не більше 400 дол. США за 1 тис. м³.

Величина паливної складової в собівартості теплової та електричної енергії, що виробляється, відіграє значну роль у термінах окупності реалізованих когенераційних установок. Це насамперед стосується комунальної енергетики, пов'язано з тим, що тепло- і електрогенерувальні об'єкти знаходяться на території житлових масивів (у межах міст) і застосування інших видів палив (вугілля, тверді побутові відходи та ін.) небажане в зв'язку із значним шкідливим впливом на навколишнє середовище.

За результатами проведених розрахункових досліджень отримано, що термін окупності при реалізації когенераційної установки з ГПД суттєво залежить від вартості палива, у розглянутому випадку – природного газу (рисунок 13.3) за умови закупівлі електричної енергії за вартості 1,1861 грн/кВт·год.

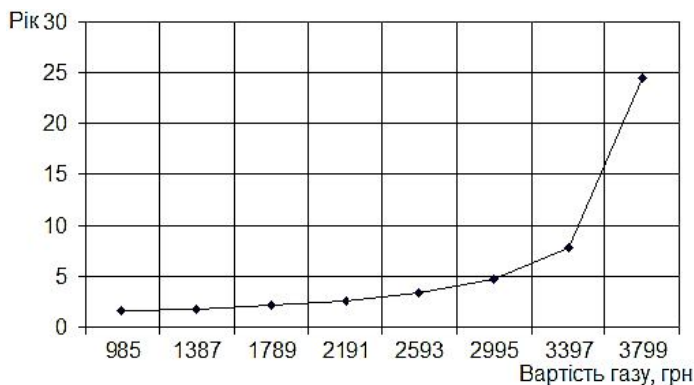


Рисунок 13.3 – Вплив вартості газу на середній термін окупності

Наприклад, за вартості газу 985 грн за тис. м³ термін окупності складе 1,6 року, за 2 995 грн/тис. м³ – 4,7 років. Це говорить про істотний вплив паливної складової на собівартість виробництва теплової та електричної енергії (за умови, що вартість вироблюваної енергії незмінна).

Виходячи з цього, доцільність впровадження когенераційних технологій залежить від вартості електричної енергії у мережі. За останні 15 років вартість електричної енергії II класу зросла майже у 10 разів (рисунок 13.4).

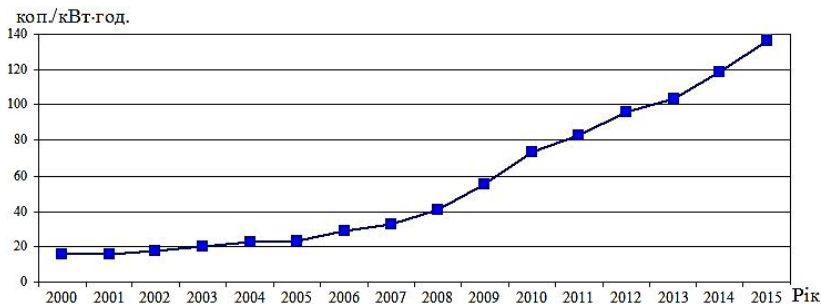


Рисунок 13.4 – Тенденція зміни вартості електроенергії за 2000–2015 рр.

У 2011 році Міністерством житлово-комунального господарства України були зроблені прогнози стосовно оцінки тенденцій зміни тарифів на теплову енергію, електроенергію и газ в Україні (рисунок 13.5) [261].

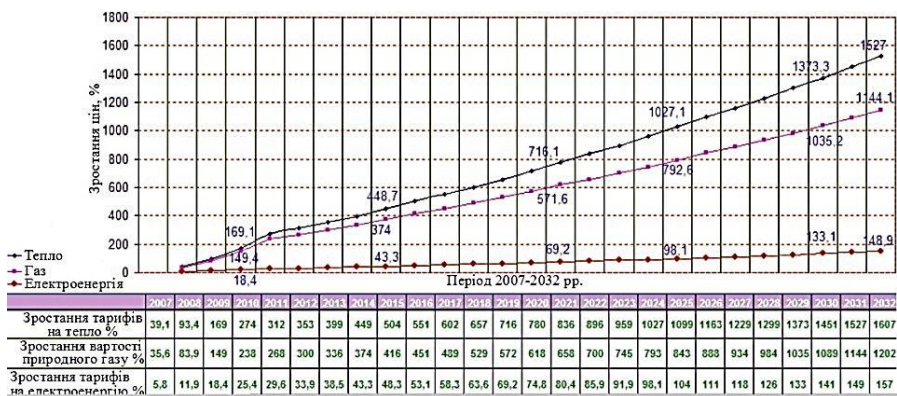


Рисунок 13.5 – Прогноз зростання вартості теплової, електричної енергії та природного газу в Україні

За прогнозами Міністерства житлово-комунального господарства України, тарифи на енергоносії в Україні будуть безупинно підвищуватися. Крім того, вартість газу буде зростати швидше, ніж на електроенергію. Якщо проаналізувати тенденції зростання тарифів на різні енергоносії, можна дійти висновків, що тариф на електроенергію для населення в Україні буде

підвищуватися не так швидко, як тариф на природний газ.

Станом на 2014 рік вартість природного газу для промислових підприємств становить 385 дол. США за 1 тис. м³ (як було сказано раніше), а згідно з прогнозами Міністерства житлово-комунального господарства України ця вартість відповідає 2019 року (рисунок 13.5, це говорить про жвавішу тенденцію зростання вартості газу, ніж електричної енергії. Усе це знижує економічну зацікавленість впровадження електрогенерувальних установок на основі використання природного газу, конкуренцію яким складають потужні вугільні електричні станції.

Із метою забезпечення економічної доцільності реалізації когенераційних технологій у комунальній енергетиці необхідно збереження пропорції подорожчання природного газу та електричної енергії, що закуповується.

Отже, підвищення вартості енергоносіїв необоротно і триватиме, доки не відкриються дешевші джерела енергії. Одним із підходів зменшення собівартості теплової енергії є переведення опалювальної котельні на місцеве паливо.

13.2 Місцеве паливо та тверді побутові відходи як альтернатива природному газу

13.2.1 Перспективи використання на котельнях і ТЕЦ твердих побутових відходів як місцеве паливо

Забезпечення людства, чисельність якого вже перевищує 7 млрд та продовжує зростати у геометричній прогресії, стрімке зменшення природних паливно-енергетичних ресурсів і води, різке погіршення екології як в глобальному, так і в регіональному масштабі, на жаль, стає головною світовою проблемою з непередбачуваними наслідками. Підвищення рівня океану, глобальне потепління, цунамі й торнадо, бурі й повені, яких світ не бачив, стають повсякденним явищем. Глобальні проблеми потребують вирішення на вищому рівні (державному, світовому). Але наразі вони складаються з локальних причин, які можуть бути вирішені в межах окремої держави, окремого регіону.

До них, зокрема, можна зарахувати боротьбу з наслідками урбанізації та комфорту – твердими побутовими відходами (ТПВ). Вирішенню цього питання країні, на відміну від більш розвинутих країн, не приділяють достатньої уваги. Наглядним прикладом є недавні події у м. Львів зі складуванням ТПВ і неспроможністю відповідальних урядовців вирішити цю проблему.

Нижче розглянемо лише малий аспект того, як переробити «сміття» (ТПВ) у паливо для комунальної енергетики та перспективи використання відходів на полігонах ТПВ міста Харкова. Для вирішення «сміттєвого» питання наявні два полігони складування сміття: Дергачівський та Роганський. Для Дергачівського полігону у зв'язку із закінченням терміну його експлуатації вже діє проект розширення і реконструкції з будівництвом сміттєперебирання і видобутку звалищного газу з подальшим його використанням для отримання теплової та електричної енергії.

Із огляду на зазначені далі розглянемо питання, пов'язані з перспективою використання сміття Роганського полігону ТПВ для переробки та виробництва теплоти.

13.2.2 Характеристика полігону твердих побутових відходів

Роганський полігон ТПВ (утримувач ТОВ «Переробний завод») розміщений в Харківському районі Харківської області, побудований в 2004 р., місткість 4,5 млн м³. Рівень наповненості полігону становить 75 %. Об'єкт географічно розташований на відстані до 2 км від Міжнародного аеропорту – «Харків» і 5 км від житлового мікрорайону міста, що суперечить нормативним вимогам до розміщення подібних об'єктів. У 2007 році під час розгляду інвестиційного проекту з реконструкції аеропорту, інвестором було внесено пропозицію про закриття Роганського полігону, оскільки він знаходиться в санітарній зоні (до 8 км) аеропорту.

Щодня Роганський полігон приймає ~3 тис. м³ сміття, зокрема 2,2 тис. м³ від будинків комунальної власності. Наголошується, що морфологічний склад ТПВ щодо витяжки цінних компонентів змінився з 40 % у 2000 р. до 60 % у 2014 р.

Перспектива розвитку полігону відсутня, і з 2011 р. обсяги захоронення на ньому мали знизити. У зв'язку з цим цікавим є будівництво комплексу «Переробний завод – ТЕЦ» на вивільнюваних площах ХТЗ із використанням інфраструктури ТЕЦ-4.

Таке технічне рішення не тільки дасть змогу вирішити проблему, пов'язану з функціонуванням аеропорту «Харків», а також дозволить забезпечити вироблення теплової та електричної енергії, вирішити комплекс екологічних проблем.

13.2.3 Попередня оцінка енергетичної потужності полігону твердих побутових відходів

Морфологічний склад ТПВ у будинках приватного сектора, у багатоквартирних будинках, а також побутових відходів, які утворюються на підприємствах, установах і організаціях, на підставі цих досліджень у межах проекту «Національна стратегія поведінки з твердими побутовими відходами в Україні», виконаного ТОВ «Інститут УкркомунНДІпроект» у 2011 р., наведено в таблиці 13.1.

Таблиця 13.1 – Склад ТПВ по м. Харкову

Фракція ТПВ	Частка фракції, %			
	Багатоповерхові будинки	Приватний сектор	Адміністративні будівлі	Середня
1	2	3	4	5
Харчові відходи	26,05	24,13	15,12	22,39
Папір, картон	6,75	7,62	26,92	12,98
Пластики/полімери	13,12	10,09	20,70	14,79
Скло	20,80	9,63	17,64	17,62
Чорні метали	1,25	0,46	1,02	1,02
Кольорові метали	0,22	0,80	0,16	0,32
Текстиль	4,77	9,80	3,44	5,38
Відходи деревини	1,03	1,43	1,38	1,22
Небезпечні відходи	0,60	0,69	0,66	0,64
Відходи гуми, шкіри, кісток	2,13	1,83	1,90	2,00
Комбіновані відходи	1,24	0,63	1,99	1,34

Продовження таблиці 13.1

1	2	3	4	5
Інші види відходів, зокрема:	22,05	32,89	9,07	20,32
- малі будівельні	3,23	5,96	0,00	2,81
- вуличне сміття, листя	4,03	0,00	5,26	3,59
- гігієнічні вироби	5,85	7,62	0,00	4,45
- інші	8,93	19,31	3,81	9,47
Усього	100	100	100	100

Разом із тим середній відсоток органічних відходів становить 73 %.

За умови, що на Роганський полігон доставляється близько 3 тис. м³ на добу ТПВ, вміст органічних відходів складає: $3 \times 0,73 = 2,19$ тис. м³/добу. Існує багато методів знищення відходів. На рисунку 13.6 подано основні методи перероблення ТПВ.

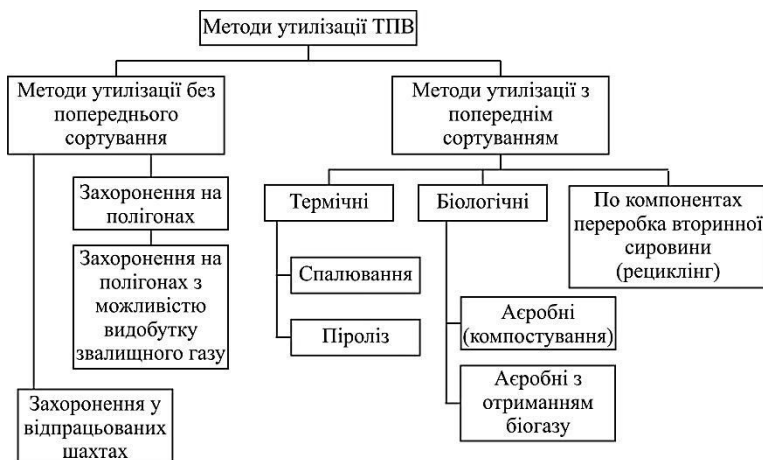


Рисунок 13.6 – Основні методи перероблення ТПВ

У цій роботі, виходячи з визначеного завдання, розглядаються тільки методи термічного перероблення, а саме спалення з попереднім сортуванням. Із огляду на це необхідно оцінити тепловий потенціал на основі добового обсягу ТПВ. Згідно зі статистичними даними під час спалювання 1 т відходів

можна отримати $\sim 351\text{--}500$ кВт електричної потужності за нижчої теплоти згоряння залежно від складу і вологості сировини $5,2\text{--}16$ кДж/кг, за середнього викиду до $4\text{--}8$ тис. м³ димових газів із вмістом, зокрема діоксину. Щодо цього, існують Європейські вимоги до технології видалення димових газів так зване «правило 2-х секунд». Крім того, існує низка інших технологій, наприклад, так звана технологія вогневого поділу «FIRE Separation Process».

Елементарний склад горючої маси ТПВ подано в таблиці 13.2, склад робочої маси в таблиці 13.3.

Таблиця 13.2 – Елементний склад горючої маси ТПВ

Назва	Склад елементів, %					Волога W , %	A, %
	C^f	H^f	O^f	S^f	N^f		
Папір, картон	46,2	6,2	47,1	0,2	0,3	25	15
Харчові відходи	53,6	7,7	34,1	0,6	4,0	72	4,5
Деревина	51,0	6,1	42,6	0,1	0,2	20	0,8
Гума, шкіри	77,9	6,0	15,1	0,7	0,3	5	11,6
Текстиль	56,1	6,8	32,2	0,1	4,8	20	8
Пластмаса	67,7	9,3	21,5	0,4	1,1	8	10,6
Не горючі компоненти	—	—	—	—	—	—	100

Таблиця 13.3 – Елементний склад робочої маси

Назва фракції	Склад елементів, %				
	C^p	H^p	O^p	S^p	N^p
Папір, картон	27,72	3,72	28,26	0,12	0,18
Харчові відходи	12,60	1,81	8,01	0,14	0,94
Деревина	40,39	4,83	33,74	0,08	0,16
Гума, шкіри	64,97	5,00	12,59	0,58	0,25
Текстиль	40,39	4,90	23,18	0,07	3,46
Пластмаса	55,11	7,57	17,50	0,33	0,90

На підставі цих даних розрахована теплотворна здатність:
 – для не відсортованої маси $6\,236,81$ кДж/кг;

– після видалення неорганічних компонентів 7 185,27 кДж/кг;

– після видалення 50 % води 11 064,24 кДж/кг.

За щільності 0,22 т/м³ на підприємство може надійти така кількість відходів 2,19 тис. м³·0,22 = 484 т/добу або 20,1 т/год.

На термообробку надходить з урахуванням збільшення частки морфологічного складу за останні роки до 85 % маси, тобто 17,08 т/год з теплотворною здатністю, після видалення 50 % води завдяки димовим газам котла-утилізатора, 11 064,24 кДж/кг.

Отже, тепловий потенціал складе:

$$11\,064,24 \cdot 17\,080 / 1\,000 = 188\,977,0 \text{ МДж/год.}$$

Як показано у попередньому підрозділі, для виробництва 58,55 т/год пари з параметрами 1,6 МПа, 350 °С потрібно підвести 44 677 кВт потужності та отримати (турбіна Р-6-1,6/0,2) 5,65 МВт електричної потужності й 27 Гкал/год теплоти. Отже, з енергії 188 977 МВт/год (потужність 52 494 кВт) можливо отримати ~68,8 т/год свіжої пари (ККД котла утилізатора 0,89), з якої згенерувати ~6,64 МВт електричної потужності і виробити ~31,7 Гкал/год теплоти.

Принципова схема установки перероблення відходів подана на рисунку 13.7.

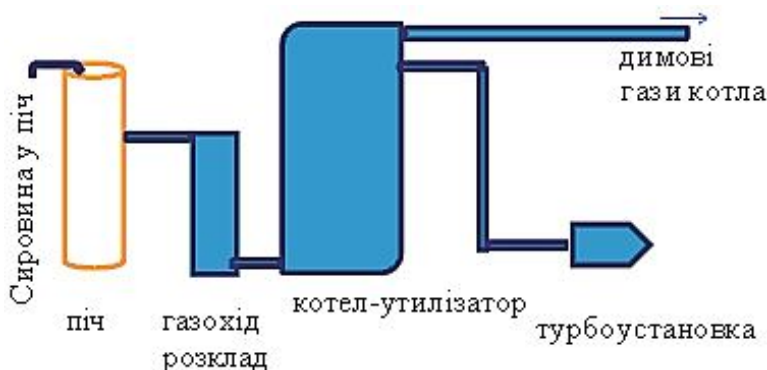


Рисунок 13.7 – Принципова схема установки перероблення відходів із генерацією електричної потужності

Особливість цієї схеми – спалювання відходів у печі, а не в котлі, що забезпечує виконання екологічних нормативів. Конструкція печі забезпечує повне автогенне спалювання ТПВ, водночас паливо витрачається тільки на попередній розігрівання печі до температури 1 100 ° С. Конструкція печі й технологія розроблені і є власністю компанії «NEXUS-2F LTD» (процес спалювання побутових відходів, а також зараженої птиці був відпрацьований на дослідній установці фірми ТОВ «НВП«Нексус-2Ф», м. Дніпропетровськ). Аналіз складу викидів (газів і золи) показав повну відповідність нормативним вимогам санітарних норм.

Після закриття Роганського полігону, враховуючи, що він експлуатується понад 4-х років, видається можливим на його території організувати видобіток звалищного газу.

Отже, запропоновані технічні рішення забезпечують вирішення проблеми екологічного та енергетичного напрямків і можуть бути інвестиційно привабливі не тільки для КП «ХТМ», а й в цілому для міста Харкова.

13.3 Техніко-економічна оцінка переведення котла на місцеве паливо

13.3.1 Вибір технології спалювання у разі заміни типу палива на місцеве

Висока ціна на імпортований природний газ 385 дол. США/тис. м³ без ПДВ (ціна умовного палива 462 дол. США/т у. п.), помітне зменшення теплового навантаження в літній період низки малих ТЕЦ (наприклад, КП «ХТМ», Охтирська ТЕЦ [258], Кіровоградська ТЕЦ [158]) після переходу України на нові економічні відносини вимушують станції шукати шляхи поліпшення техніко-економічних показників (ТЕП).

Очевидним шляхом, що спричиняє поліпшення ТЕП газових ТЕЦ, є перехід на дешевше паливо. Це палива, приготовані з відходів промисловості, насамперед з відходів вуглевидобування і вуглезбагачення, а також місцеве паливо (торф, дрова, сільськогосподарські відходи та ін.), зазвичай

визначуване як біомаса. Окрім ціни палива, істотну роль відіграє вартість технології його використання на ТЕЦ. Одним із найбільш перспективних і дешевих палив, що мають цілу низку переваг, є водовугільне паливо (ВВП) [262–266].

Упровадження технології ВВП пов'язано з розробленням: технології приготування ВВП з низькорекційного кам'яного вугілля, багатопаливного пальника для спалювання ВВП з використанням для розпалювання і стабілізації горіння НВЧ-плазмотрона та ін. Мета дослідження: оцінити як зміняться показники ТЕЦ, що спалює природний газ, у разі переведення котла на ВВП.

Окрім факельного спалювання (ФС), ВВП перспективними для впровадження на газових котельнях та ТЕЦ є і такі технології переробки палива, як спалювання в псевдозрідженому («киплячому») шарі [267] і газифікація [268, 269].

Перераховані технології дозволяють використовувати низькорекційні палива (природно, після спецпідготовки палива і котельного агрегату). Надалі при економічних оцінках ми цей факт відображатимемо лише об'ємом інвестицій, не зупиняючись на технічних подробицях.

Враховуючи складнощі інвестування в Україні, становлять інтерес порівняно мало витратні технічні рішення, які базуються на модернізації існуючого устаткування ТЕЦ житлово-комунальних підприємств. Отже буде розглянуто економічні аспекти часткового впровадження (на одному котлоагрегаті) технології переведення газового котла на топку з «киплячим шаром», у зв'язку з тим, що котельні, які розглядаються, розташовані на території міста.

13.3.2 Технологія спалювання місцевого палива в топці з «киплячим шаром»

Загальні економічні аспекти. Дослідимо економічні аспекти часткового впровадження на малих ТЕЦ технології КШ для спалювання твердого палива (переводиться тільки один котлоагрегат із кількох, що є на ТЕЦ), достатньо добре освоєної на цей момент. Після установки додаткового малого

турбогенератора цього зазвичай достатньо для забезпечення ефективної роботи малої ТЕЦ у літній період на ГВП.

Існує кілька різновидів технології КШ: класична, низькотемпературний циркулювальний КШ, високотемпературний КШ та ін. Кожна з цих технологій має свої переваги і недоліки, аналіз яких виходить за межі цього дослідження.

Розглянемо застосування технології КШ на ТЕЦ під час спалювання місцевого палива (МП), яке позбавлене сірки. Останнє зменшує інвестиції, оскільки спрощує систему очищення, хоча технологія КШ добре пристосована і для зв'язування сірки [267, 268].

Шляхом переведення малої ТЕЦ на МП і технологію спалювання КШ пішли, наприклад, у м. Сміла, Черкаської обл., де ТОВ «Екоенергохарків» спільно з ТОВ «Укркотлопром» у 2010 р. реалізували проект переобладнання котла ТС-20 Таганрозького котельного заводу топкою ТКС-20 [270]. Котел ТС-20 після реконструкції працює на МП, виробляє 26 т/год за тиску 3,0 МПа і температури перегрітої пари 440 °С. Пара спрямовується в парову турбіну потужністю 6 МВт, яка генерує «зелену електроенергію»¹.

За даними ТОВ «Екоенергохарків» переведення газового котла на спалювання твердого палива в КШ (продуктивність котла залежно від виду палива падає на 20–25 %) охоплює [270]:

- обстеження об'єкта, складання акту про можливість переобладнання;

- проведення проектних робіт;

- узгодження проекту в державних органах;

- демонтажні роботи і підготовку місця установки топки КШ, устаткування паливopодачі, устаткування золовидалення та інше;

- виготовлення устаткування паливopриймання, паливopідготовки, паливopодачі, складу «живе дно» (його місткість зазвичай гарантує дводобову роботу котла), АСК ТП та ін.;

¹ Робота малої ТЕЦ по «зеленому тарифу» не розглядається. Зрозуміло, що у цьому разі тариф завжди працює у бік покращення ТЕП станції.

– монтажні роботи із установлення обладнання паливоприймання, паливо-підготовки, паливоподачі, накопичувальних бункерів, складу «живе дно», живильників котла, устаткування золовидалення, очищення димових газів, АСК ТП паливоподачі й котла;

– пусконаладжувальні роботи змонтованого устаткування.

Сумарні інвестиції на реалізацію проекту переведення газового котла продуктивністю 50 т/год пари з параметрами 3,83 МПа, 440 °С на технологію КШ оцінюється в 15–20 млн грн (сума залежить від складу палива й міри очищення димових газів) [270].

Перехід на спалювання МП для комунальної ТЕЦ, зазвичай розташованої в рисі населеного пункту, є складним завданням у зв'язку з необхідністю забезпечення постачань палива, утримання його складу. Проте є низка прикладів щодо переведення малих ТЕЦ підприємств і об'єктів комунального теплопостачання України на спалювання МП, наприклад [271, 272].

Проаналізуємо, як перехід на спалювання різних видів МП відіб'ється на зміні ТЕП малої ТЕЦ.

13.3.3 Визначення основних техніко-економічних показників у разі переведення газового котла на технологію «киплячого шару»

Основними чинниками, що впливають на ТЕП малої ТЕЦ під час заміни палива є: $c^{y.n}$ – ціна еквівалентного умовного палива, I – інвестиції, а також міра завантаження станції (для промислової ТЕЦ, яка використовує пару не лише з опалювальною метою, зазвичай, завантаження складає 70–90 %, для малої комунальної ТЕЦ літнє навантаження у 5–6 разів менше, тобто завантаження 10–20 %).

Узагальнимо результати досліджень попередніх розділів, сформувавши модель розрахунку ТЭП цієї технології.

Вважатимемо, що під час переведення котла на технологію КШ теплове і електричне навантаження не змінюється.

Простий термін окупності $\tau_{ок}$ проекту переведення одного котлоагрегату ТЕЦ на технологію КШ можливо розрахувати за допомогою співвідношення:

$$\tau_{ок} = I/\Delta Z, \quad (13.1)$$

де ΔZ – зміна (зменшення) річних витрат на ТЕЦ у разі переведення котла на спалювання в КШ або річний прибуток, який (не враховуючи перерозподіл навантаження між котлами) можливо визначити у такий спосіб

$$\Delta Z \approx \sum_{i=1}^{12} [(B_{гi}c_{г} - B_{мпi}c_{м.п.} - k_{-G}B_{гi}c_{г}) - \Delta Z_{бi} - \Delta Z_{омпi}], \quad (13.2)$$

де $B_{гi}$ та $B_{мпi}$ – витрати природного газу до реконструкції котла і МП після в i -му місяці;

$c_{г}$, $c_{м.п.}$ – ціни природного газу та МП;

$k_{-G} = 0,2-0,25$ коефіцієнт, що враховує зниження паропроодуктивності котла під час переведення на технологію КШ;

$\Delta Z_{бi}$ – зміна суми зборів за шкідливі викиди в i -му місяці;

$\Delta Z_{омпi}$ – зміна інших витрат (зарплата персоналу з нарахуваннями, вартість технічної води підживлення, хімічних реагентів для отримання котлової води, відрахування на ремонти та інше) в i -у місяці.

Другий від'ємник в круглих дужках враховує додаткові витрати на паливо, яке спалюється в іншому газовому котлі(ах) для збереження кількості теплоти і електроенергії, що відпускаються на ТЕЦ.

Об'єм шкідливих викидів залежить від технології перероблення палива і від його складу. Перехід із факельного спалювання природного газу в котлі на спалювання в КШ МП поза сумнівом збільшить шкідливі викиди продуктів згорання в довкілля ($\Delta Z_{бi} > 0$). Грошова платня за шкідливі викиди котлами малої котельної за факельного спалювання шахтного метану і шаровому донецького вугілля марки Г досліджувалася в [273, 274]. Оскільки зміст сірки в МП переважно не значний, припустимо, що зростання питомої плати за шкідливі викиди у разі переведення котла на технологію КШ з очищенням димових

газів (зв'язування сірки) не перевищить $\Delta c_{6.36} = 4$ грн/Гкал (оцінка).

Аналіз зміни навантажень енерговузла впродовж року як промислового підприємства [273, 274], так і комунальної ТЕЦ [158] свідчить: на будь-якому підприємстві є опалювальне навантаження, втрати теплоти в літній період помітно менше, ніж у холодний. Отже, розглянемо тільки два режими роботи: літній і зимовий, усереднивши відповідні навантаження. Міра падіння навантаження енерговузла промислового підприємства в літній період здебільшого менше, ніж на комунальній ТЕЦ (залежить від співвідношення виробничого й опалювального навантаження).

Уведемо сезонний коефіцієнт k_c загрузки котла, що реконструюється,

$$k_c = \frac{B_{\Gamma \text{ л}}^{\text{сер.}}}{B_{\Gamma \text{ з}}^{\text{сер.}}} \approx \frac{b_{\Gamma \text{ л}}^{\text{сер.}}}{b_{\Gamma \text{ з}}^{\text{сер.}}}, \quad (13.3)$$

де $B_{\Gamma \text{ л}}^{\text{сер.}}$, $B_{\Gamma \text{ з}}^{\text{сер.}}$ – середні місячні, а $b_{\Gamma \text{ л}}^{\text{сер.}}$, $b_{\Gamma \text{ з}}^{\text{сер.}}$ – середні витрати газу в літній і зимовий періоди відповідно.

Оскільки у разі переведення котла на технологію КШ його продуктивність зменшиться, маємо

$$(1 - k_G) k_3 Q_2^{\Gamma_{\text{кал}}} 1000 \cdot 4,1893 = (1 - k_G) b_G Q_{\text{н з}}^p \eta_z = b_{\text{мп}} Q_{\text{н.м.п}}^p \eta_{\text{кс}}, \quad (13.4)$$

де $Q_2^{\Gamma_{\text{кал}}}$ – номінальна теплопродуктивність газового котла в Гкал/год;

$G_{\text{к з}}$ – витрата пари, під час роботи котла на природному газі;

k_3 – коефіцієнт, що визначає, яку частку від $Q_2^{\Gamma_{\text{кал}}}$ складає середня зимова загрузка котла². Звідки отримуємо

$$Q_2^{\Gamma_{\text{кал}}} = b_G Q_{\text{н з}}^p / (\eta_z \cdot 4189,3 \cdot k_3); \quad (13.5)$$

² Припустимо, що на малій ТЕЦ є котел, який на протязі опалювального сезону працює з навантаженням, близьким до номінального (особливо в холодні місяці). Цей котел і пропонується переводити на технологію КШ. Оскільки мінімальна продуктивність котла складає ~30 % номінальної, під час виконання досліджень враховано обмеження $k_3 k_c > 0,3$.

$$b_{mn} = b_{\varepsilon} Q_{n\varepsilon}^p / (Q_{nmn}^p \eta_{kc}(1-k_G)) = 4189,3 (1 - k_G) Q_{\varepsilon}^{\Gamma_{\text{кал}}} / k_3 (Q_{nmn}^p \eta_{kc}), \quad (13.6)$$

де $Q_{n\varepsilon}^p$, Q_{nmn}^p – нижчі робочі теплотворні властивості природного газу і МП відповідно;

$\eta_{\varepsilon} = 0,915$, $\eta_{kш} \approx 0,9$ [267] – ККД спалювання палив у котлі до і після переведення на технологію КШ.

Для малих газових ТЕЦ інші місячні витрати [158]

$$З_{o,z,i} \approx 0,15-0,2 B_{\Gamma I} c_{\Gamma}$$

складаються з умовно-постійних витрат (зарплата з нарахуваннями, відрахування на ремонти та ін.) і змінних витрат (вартість реактивів на приготування котельної води, технічної води підживлення та ін.). Зміну умовно-постійної частини інших місячних витрат (зарплата додаткового персоналу з нарахуваннями, зміст складу палива та ін.) можна в першому наближенні оцінити як $\Delta Z'_{o,z} \approx 150$ тис грн, а додаткову суму за рік у змінній частині інших місячних витрат (підготовка палива та ін.)

$$\Delta Z''_{o,z} = A_3 b_{\Gamma 3}^{\text{сеп.}} (\tau'_3 + k_c \tau'_l) c_{\Gamma} k_3, \quad (13.7)$$

де τ'_3 , τ'_l – тривалість роботи котла в зимовий і літній періоди;

$A_3 = 0,01-0,02$ – коефіцієнт, що визначає долю збільшення витрат.

Із використанням (13.7) маємо вираз для визначення суми збільшення річних зборів за шкідливі викиди при спалюванні МП за технологією КШ

$$\Delta 3\sigma^{\text{рік}} = \Delta c_{\text{в.зб}} (1 - k_G) k_3 Q_{\Gamma}^{\Gamma_{\text{кал}}} (\tau'_3 + k_c \tau'_l). \quad (13.8)$$

Після усереднення з урахуванням того, що $\frac{c_{\text{м.п.}}^{y.n.}}{c_{\varepsilon}^{y.n.}} = \frac{c_{\text{м.п.}}}{c_{\varepsilon}} \frac{Q_{\text{н.м.п.}}^p}{Q_{\text{н.з.}}^p}$, з

рівнянь (13.1) – (13.8) отримуємо

$$\Delta 3 = c_{\varepsilon}^p b_{\varepsilon,3}^p (\tau'_3 + k_c \tau'_l) (1 - k_G) \left(1 - \left[\frac{c_{\text{м.п.}}^{y.n.}}{c_{\varepsilon}^{y.n.}} \right] \frac{\eta_{\text{м.п.}}}{\eta_{\varepsilon}} \right) - \Delta 3\sigma^{\text{рік}} - \Delta Z'_{o,z} - \Delta Z'_{o,z}, \quad (13.9)$$

де $c_{\text{м.п.}}^{y.n.}$, $c_{\varepsilon}^{y.n.}$ – вартості МП і природного газу, приведені до вартості умовного палива.

Оцінимо значення комплексу $[c_{\text{м.п.}}^{y.n.}/c_{\varepsilon}^{y.n.}]$ для різних видів МП.

13.3.4 Вартісна характеристика місцевого палива

У таблиці 13.4 подано діапазони зміни характеристик МП.

Таблиця 13.4 – Основні властивості й ціна місцевих твердих палив та природного газу. 1 дол. США = 15,0 грн.

Властивість	Поновлювані паливні ресурси					Паливо копалин
	Відходи сільськогосподарської переробки	«Енергетичні» культури (міскантус [280]), і їхні гранули	Деревина і відходи її переробки (кора, тріска, тирса.)*	Торф фрезерний (подрібнений) напівбрикет (кусковий торф)	Торфо-брикети [277]	Природний газ
	солома					
- вологість, %	15–20	15–20	8–30	40–60	До 23	–
- зольність, %	0,5–20	4,8	0,7–10 [263]	до 15–25	18–20	–
- сірка, %	0,2–0,7	0,12	0,3–3,4	0,2–0,9	0,15	–
- щільність, кг/м ³	80–120	1 200	150–400	200	1 200	0,7
c_{τ} , грн/т, зокрема ПДВ (грн/тис. м ³)	600–1 000	700	600–1 000	1 000–1 300	1 700– 1 900	(4 918)**
Q_p^H , МДж/кг (ккал/кг)	17 (4 060)	16,9–19 (4 000– 4 200)	12,6 – 15,9 (3 000– 3 800)	11,0–13,8 (2 620– 3 400)	14,9 (3 300– 3 400)	33,0–34,0 (~8 000)
$c_{\text{у.п.}}^{\text{МП}}$, зокрема ПДВ, дол. США/т у. п.	86–130	109– 125	117–184	134–232	159–283	≈430**
$[c_{\text{у.п.}}^{\text{МП}}/c_{\text{у.п.}}^{\text{г.}}]_{\text{сер}}$	0,251	0,260	0,350	0,426	0,514	1

* Для хвойних порід.

** Ціна природного газу для підприємств 6 930 грн/тис. м³ зменшена з урахуванням ціни за газ для населення 1 182 грн/тис. м³ (35 %).

Дані мають оцінний характер, оскільки властивості МП залежать від конкретних умов: вологості сировини, технології попереднього оброблення, типу рослини і тому подібне; а також від об'єму партії постачання, відстані перевезення та ін. Детальніша інформація за властивостями місцевого палива і особливостями його спалювання є в публікаціях [275–280].

Можливості використання МП в Україні детально розглянуті на сайті [276]. Наприклад, у роботі [280] показано, що виходячи з особливостей здобичі торфу (площі торф'яних полів, вживаної технології), річного приросту рослинних ресурсів (відходи переробки деревини, швидкоросла деревина) близької до раціональної для перероблення є рецептура, що містить: 40 % торфу, 40 % деревних відходів і 20 % рослинної біомаси. Така суміш може облагороджуватися невеликою кількістю вугілля. Узявши по таблиці 13.4 середні цінові показники компонентів, нескладно розрахувати, що «раціональний рецептурі біопалива» відповідає ціна умовного палива ~ 170 USD/т у. п.

Дані таблиці 13.4 підтверджують також, що переведення малої ТЕЦ з природного газу на спалювання МП в КШ істотно не позначиться на екологічних показниках. МП має невисоку теплотворну здатність, отже, низьку температуру згорання, що є однією з умов забезпечення допустимих норм по викидах NO_x . Зміст сірки в МП переважно невеликий (3,4 % сірки міститься в корі ялини [277], яку можна спалювати з додаванням палив із малим змістом цього елемента).

Оцінимо вплив ціни палива на зміну витрат у разі переведенні котла малої ТЕЦ на МП за технологією КШ.

13.3.5 Прибуток і простий термін окупності проекту переведення газового котла на технологію «киплячого шару»

Для оцінки терміну окупності $\tau_{ок}$ цього технічного рішення скористаємося даними Охтирської ТЕЦ [158]. Витрату природного газу $b_{г,3}^{ср}$ для вироблення пари з параметрами 3,4 МПа, 435 °С вчислимо так

$$b_{г,3}^{ср} = k_3 (i_{3,4\ 435} - i_{n.в.}) G_{кг} / (\eta_c Q_{нг}^p), \quad (13.10)$$

де $i_{ж.в} = 698,96$ кДж/кг, $i_{3,435} = 3304,41$ кДж/кг – тепловміст живильної води на вході в котел і пари на виході з нього;

$G_{к.г} = 50$ т/год – номінальна витрата пари в котлі.

У цьому випадку витрата природного газу за $k_3 = 1$ складе $b_{г.г}^{сер} = 3,01$ т/год (4,3 тис. м³/год).

Використовуючи вирази (13.3)–(13.10), розрахуємо простий термін окупності реконструкції малої ТЕЦ із переведення газового котла продуктивністю 50 т/год пари на спалювання МП у КШ. Інвестиції з урахуванням очищення димових газів складуть ~18 млн грн (без очищення ~15 млн грн) [158].

Вибираємо тривалість опалювального і літнього сезонів (наприклад, для м. Суми за таблицями кліматологічних даних для розрахунку опалювально-вентиляційних навантажень і річного споживання теплоти) $\tau_3 = 4\,680$ год і $\tau_l = 4\,086$ год. Приймаючи $k_{п.з}$ і $k_{п.л}$ – коефіцієнти простотою котла в зимовий період 0,02, а в літній 0,15 (влітку проводяться ремонти), визначимо

$$\tau'_3 = (1 - k_{п.з})\tau_3 = 4\,586 \text{ год і } \tau'_l = (1 - k_{п.л})\tau_l = 3\,596 \text{ год.}$$

Залежність річного прибутку ΔZ ТЕЦ і простого терміну окупності $\tau_{ок}$ проекту переведення газового котла продуктивністю 50 т/год пари з параметрами 3,83 МПа, 440 °С на спалювання МП за технологією КШ від відносної вартості палива при $c_{г.г}^{y.n.} = 430$ дол. США/т у. п., різних значеннях k_c і базових інвестиціях подана на рисунку 13.8 ($k_3 = 0,8$; $c_{в.к} = 400$ тис. грн/т п.; $k_G = 0,25$; $A_3 = 0,01$).

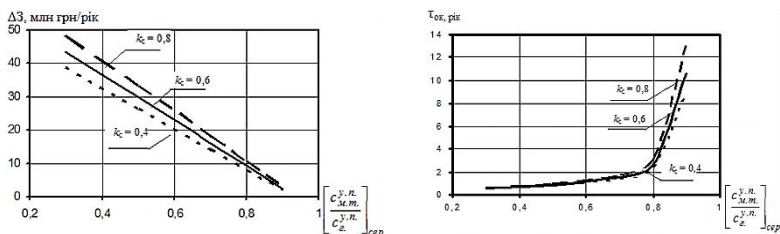


Рисунок 13.8 – Зміна річного прибутку ΔZ та простого терміну окупності $\tau_{ок}$ проекту переведення газового котла на технологію КШ залежно від відносної ціни МП і величини літнього навантаження

Як бачимо, аналізуючи графіки на рисунку 13.8, за ціни природного газу, що приведена к умовному паливу 430 дол. США/т у. п., для значень $[c^{y.n.}_{mn}/c^{y.n.}_z] = 0,3; 0,5$ та $0,7$ маємо розрахункові терміни окупності проекту переведення газового котла на технологію КШ: для промислової ТЕЦ ($k_c = 0,8$) $\tau_{ок} = 0,5; 0,8$ та $1,4$ роки; для комунальної ТЕЦ ($k_c = 0,4$) $\tau_{ок} = 0,7; 1,0$ та $1,8$ роки, тобто терміни окупності достатньо оптимістичні ($\tau_{ок} < 2$) для реалізації проекту. Основні групи МП забезпечують необхідне для впровадження технології КШ співвідношення $[c^{y.n.}_{mn}/c^{y.n.}_z]$ (див. таблицю 13.4).

На рисунку 13.9 подані криві, що характеризують чутливість терміну окупності $\tau_{ок}$ під час упровадження технології КШ від $c_{вк}$, $\Delta Z'_{o.z}$ та A_3 ($[c^{y.n.}_{mn}/c^{y.n.}_z] = 0,5; k_c = 0,8; k_G = 0,25; k_3 = 0,4; c^{y.n.}_z = 430$ дол. США/т у. п.), величин, які задавалися під час побудови залежностей на рисунку 13.8.

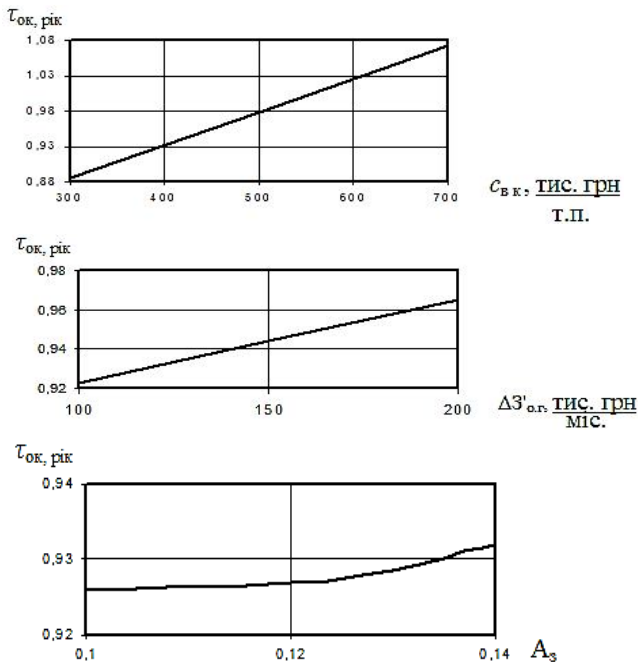


Рисунок 13.9 – Залежність простого терміну окупності проекту від величин, що визначені експертним шляхом

13.4 Використання додаткових турбін малої потужності для поліпшення техніко-економічних показників станції

Як видно на рисунку 13.9, збільшення $c_{\text{вк}}$ на 30 % спричиняє зростання $\tau_{\text{ок}}$ усього на ≈ 6 %; зростання $\Delta 3'_{\text{о.з}}$ на 25 % спричиняє збільшення $\tau_{\text{ок}}$ усього на ≈ 1 %; а у разі збільшення A_3 на 20 % $\tau_{\text{ок}}$ зростає на 0,5–1,0 %.

Подані дані дають змогу стверджувати, що помилки під час експертної оцінки цих величин істотно не позначаються на результатах досліджень. Зміна $c_{\text{вк}}$, $\Delta 3'_{\text{о.з}}$, A_3 помітно впливає ($\Delta \tau_{\text{ок}} > 3\text{--}4$ міс) на термін окупності проекту тільки якщо $[c^{y.n.}_{\text{мн}}/c^{y.n.}_{\text{з}}] > 0,75$. Це пов'язано з тим, що $\tau_{\text{ок}}$ є функцією типу $1/F(x)$, темп зміни якої суттєво підвищується тільки у разі, коли знаменник < 1 .

Оскільки $\Delta 3$ від ціни МП залежить практично лінійно (рисунк 13.9), а отже $\tau_{\text{ок}}$ – обернено пропорційно, прогнозувати зміну цих характеристик у разі зміни ціни природного газу не викликає складнощів.

За ціни природного газу для підприємств $\sim 6\ 930$ грн/тис. м³ (462 дол. США/тис. м³), зокрема ПДВ, впровадження технології КШ для спалювання МП на одному з котлів малої ТЕЦ при несенні цим котлом базового навантаження окупається за 0,5–2,5 року залежно від вартості палива, дозволяє далі отримувати річний прибуток більше 10 млн грн на рік із розрахунку на газовий котел продуктивністю 50 т/год з параметрами пари 3,83 МПа, 440 °С. У літній період за $[c^{y.n.}_{\text{мн}}/c^{y.n.}_{\text{з}}] > 0,75$ ступінь загрузки котла, що реконструюється на технологію КШ, помітно позначається на ТЕП станції і подовженні тривалості простого терміну окупності ($\Delta \tau_{\text{ок}} > 3$ міс.).

Переведення одного газового котла (50 т/год) малої ТЕЦ з природного газу на спалювання в КШ МП суттєво не позначиться на екологічних показниках, проте зростання річного збору за шкідливі викиди за оцінками складе $\sim 700\text{--}800$ тис. грн/рік.

За ціни МП з $[c^{y.n.}_{\text{мн}}/c^{y.n.}_{\text{з}}] < 0,75$ при переведенні на КШ газового котла іншої продуктивності та з іншими параметрами пари різниця в терміні окупності за оцінками не перевершить

0,5 роки, що дає підстави вважати відповідні проекти перспективними для впровадження.

Перехід на спалювання дешевих палив: на ВВП із відходів вуглезбагачення, на МП по технології КШ чи при газифікації спричиняє зниження ціни пари на ТЕЦ та дає змогу працювати станції не тільки на тепловому навантаженні, але й потенційно генерувати додаткову електроенергію за ціною більш дешевою, ніж у мережі. Останнє особливо важливо у літній період, коли мале навантаження на ГВП у низці випадків не дає технічної можливості працювати станції (котел і турбіна не можуть функціонувати на навантаженні, яке нижче, ніж припустиме). Виходом з положення може стати, наприклад, досвід встановлення на Охтирській ТЕЦ додаткових малого парового котла і турбіни для роботи на природному газі у літній період [158].

На багатьох малих ТЕЦ для підвищення ККД станції парові турбіни працюють на тепловому навантаженні за пониженого вакууму з вбудованим пучком у конденсаторі для підігрівання сітрової води («із гарячим конденсатором»). Після переведення котла на дешеве паливо за того саме навантаження теплозабезпечення за підвищеного проходу пари через турбіну надлишкову пару (у разі використання, наприклад, регульованих відборів) можна спрямувати в малу парову конденсаційну турбіну, що додатково встановлюється в ORC (organic Rankine cycle) турбінний контур, у якому робочим тілом є фреон (див. теплову схему на рисунку 13.10, ORC-контур показано лінією з двома крапками).

Як сказано раніше, у разі переведення газового котла продуктивністю 50 т/год на технологію КШ, на парову турбіну АП-6 [158] (сучасне маркування П-6-3,4/0,5) відправляється 40 т/год пари з параметрами 3,4 МПа, 435 °С, можливо згенерувати ~6 МВт електричної потужності, зняти «з гарячого конденсатора» ~9,6 МВт теплоти (95 °С), а відпущені в промисловий регульований відбір 12,4 т/год пари з параметрами 0,45 МПа, 230 °С використати в ORC-контурі для вироблення електроенергії.

Перетворення теплової енергії в замкненому ORC-контурі в механічну і далі в електричну реалізується з використанням

372

Щодо конденсаційних турбін, то підвищення навантаження на машину у разі збереження малого відпуску пари в відбір на ГВП питань не викликає.

Виконані дослідження показали, що часткове, в об'ємах забезпечення літнього режиму, впровадження на малих парових ТЕЦ розглянутої технології (виробництво до 30–40 т/год пари) у разі заміни комерційного природного газу на дешевше паливо дозволить частково відмовитися від природного газу. Технологія «киплячого шару» в Україні має промисловий рівень, впроваджена на діючих енерговузлах. Залежно від ціни та якості замінного твердого палива з очищенням димових газів окупиться за 0,4–1 рік, потребує відносно невеликих інвестицій, особливо під час спалювання місцевого твердого палива, яке містить доволі мало сірки. У разі підвищеного вмісту сірки, остання достатньо ефективно з точки витрат може бути зв'язана при внесенні в «киплячий шар» вапняку.

Отже, на сьогодні, для підвищення ТЕП малої ТЕЦ у разі заміни природного газу на дешевше тверде паливо в умовах економії інвестицій доцільно використовувати технологію КШ. Ця технологія єдина з розглянутих вже впроваджена в Україні на промисловому рівні. Потребує в умовах переробки відходів вуглезбагачення з великим змістом сірки менших інвестицій на очищення викидів. Перевагою технології КШ є також можливість за доволі малих інвестицій реалізувати в котлі спалювання МП.

Упровадження розглянутої технології переведення малої газової ТЕЦ на дешевше паливо дасть змогу зменшити собівартість пари, сприяє реалізації та інших технічних рішень, що підвищують ТЕП станції, особливо в проблемний літній період, зокрема, шляхом встановлення додаткової турбіни малої потужності. Останні можуть працювати на парі відбору станційної турбіни з «гарячим конденсатором», або на парі вихлопу турбін із протитиском. Це дасть змогу забезпечити підвищення навантаження котла і станційної турбіни в літній період.

Робочим тілом малих турбін може бути водяна пара чи фреони (турбіни ORC-контуру). Упровадження турбін на низькокиплячих робочих тілах потребує подальшого розвитку та аналізу і буде розглянуто у наступному розділі монографії.

14 КОГЕНЕРАЦІЯ З ВИКОРИСТАННЯМ ПАРОТУРБІННИХ ЦИКЛІВ НА РІЗНИХ РОБОЧИХ ТІЛАХ

14.1 Загальні положення реалізації ORC-технології

14.1.1 Мета та завдання дослідження. Теплові схеми за когенерації з використанням ORC-контурів

Розглянемо можливості реалізації когенераційної установки на базі ORC-контуру (без повітряного конденсатора) у потужній водонагрівальній котельні, що працює на природному газі. Для обігріву цього контуру використовується, зокрема, енергія димових газів котла. Досліджуються літній та зимовий режим роботи котельні, разом із тим враховується можливість роботи моноблока або дубльблока (один або кілька котлів і однієї турбіни).

Завдання дослідження формулюється у такий спосіб:

- аналіз особливостей функціонування ORC-контурів, що обігріваються джерелами теплоти з температурою 80–180 °С;
- вибір об'єкта дослідження (визначення технічних характеристик та режимів роботи потужної водогрійної котельні) для створення когенераційної установки;
- синтез теплової схеми когенераційної установки на базі ORC-контуру, що забезпечує переведення водонагрівальної котельні в міні-ТЕЦ із генерацією електроенергії для часткового або повного покриття власних потреб;
- вибір раціональних характеристик енергетичної установки на базі ORC-контуру.

Із метою підвищення надійності теплопостачання та поліпшення техніко-економічних показників (ТЕП) потужних котелень проводяться дослідження їхніх теплових схем, що спрямовані на генерацію власної електроенергії.

Особливістю теплогенерувальних об'єктів, що розглядаються, є нерівномірність навантажень протягом року. У зв'язку з цим традиційним технічним рішенням для газових котелень вважається використання газопоршневих (дизельних) двигунів внутрішнього згорання [281, 282].

Якщо температура існуючого джерела теплоти вище 200–250 °С застосовується контур із включенням котла-утилізатора і турбіни на водяній парі. В іншому випадку застосування такого контуру малоефективно.

Упродовж останнього десятиріччя активно розвивається напрям корисного використання низькопотенційної теплоти з виробленням електроенергії на основі застосування турбоустановок на низькокиплячих робочих тілах (НРТ) під час реалізації органічного циклу Ренкіна (Organic Rankine Cycle – ORC-контур) [137, 160, 267, 283, 284]. У цих установках реалізується ORC-цикл, що дозволяє утилізувати вторинні енергетичні ресурси (БЕР) технологічних процесів промислових підприємств, що мають температуру 80–600 °С (охолоджувальна вода, гаряче повітря технологічних процесів та ін.) [84, 138, 267, 285 – 289]. Ці ж підходи можна застосувати і для водонагрівальних котелень, на яких температура БЕР під час спалювання палива не перевищує 180 °С (води для тепломережі, димових газів).

На водонагрівальних котельнях є ціла низка джерел теплоти, на яких можливе використання ORC-циклів [130]. Різними авторами запропонована низка відповідних технічних рішень:

– використання частини витрати гарячої води з водонагрівального котла для обігріву ORC-контуру, який виробляє електричну енергію для повного або часткового покриття власних потреб котельні потреб (із повітряним конденсатором) [160]. У поданому випадку ORC-контур має повітряний конденсатор і, природно, такий цикл має недостатньо високий ККД через втрату значної частини теплоти в конденсаторі (рисунок 14.1). Як робоче тіло пропонується використовувати, наприклад, бутан (R600) [160]. Це одна з перших публікацій у СНД з цієї проблеми і, природно, має скоріше ознайомлювальний характер.

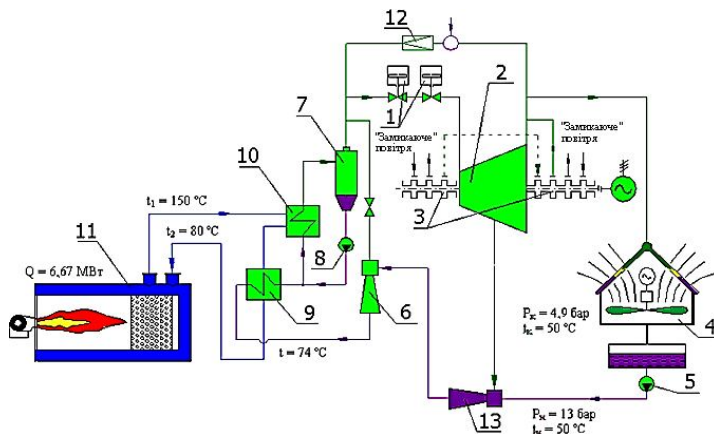
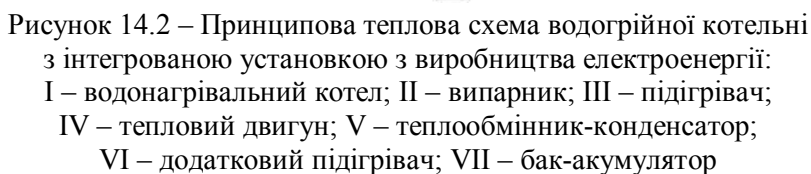


Рисунок 14.1 – Схема міні-ТЕЦ з водонагрівальним котлом і бутановим контуром:

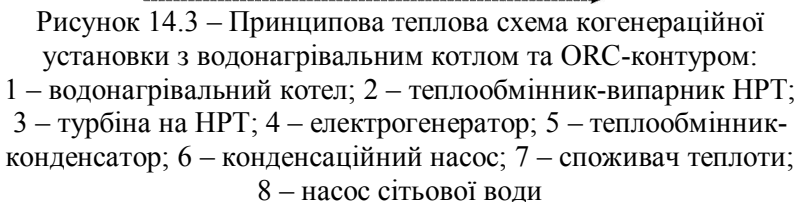
- 1 – стопорний і регулювальний клапани з пневмоприводом;
2 – бутанова турбіна; 3 – «сухі» бутанові ущільнення;
4 – повітряний конденсатор; 5 – конденсаційний насос;
6 – інжектор; 7 – сепаратор; 8 – сепаратний насос; 9 – підігрівач
бутану; 10 – випарник бутану з економайзером;
11 – водонагрівальний котел КВТС-10; 12 – швидкодіюча
редукційно-охолоджувальна установка (ШРОУ);
13 – змішуючий підігрівач бутану струминного типу

Позитивною особливістю інтегрування з водонагрівальними котлами є те, що контур на низькокиплячому робочому тілі вбудовується в існуючу теплову схему без значних змін;

– використання частини витрати гарячої води з водонагрівального котла для обігріву ORC-контуру, який виробляє електричну енергію і воду для побутових потреб (без повітряного конденсатора) [290]. Це технічне рішення, запатентоване в РФ, придатне для випадку, коли в котельні безпосередньо виробляється вода для ГВП (рисунк 14.2). Як робоче тіло також пропонується використовувати R-600. Виключивши з теплової схеми водонагрівальний котел (межі відповідної ділянки теплової схеми на рисунку 14.2 виділені штрихпунктирною лінією) її також можна використовувати для генерації електричної енергії на тепловому пункті [291, 292].



– використання енергії димових газів водонагрівальної котельні (ТЕЦ), що працює на природному газі, для обігріву ORC-контур, який виробляє електричну енергію (рисунк 14.3) [293, 294].



Зрозуміло, що 3 варіант технічного рішення більш перспективний для впровадження, оскільки для когенерації не потрібно спалювати додаткову кількість палива.

14.1.2 Проблема утилізації теплоти димових газів

За часів СРСР у науково-технічній літературі рекомендувалося не знижувати температуру відхідних газів нижче 120–130 °С через можливу конденсацію водяної пари з цих газів у димових трубах [294]. Останні роки в зв'язку зі зміною співвідношення цін на природний газ і метал для котлоагрегатів, що працюють на природному газі, стало економічно доцільно застосовувати системи глибокої утилізації теплоти димових газів. Вирішенню цієї проблеми присвячено багато публікацій [130–133, 294, 295].

У [295] розглянуто впровадження на котельних агрегатах КВГМ-100 теплоцентралі Imanta пасивної системи утилізації димових газів. За котлом КВГМ-100 було встановлено конденсаційний економайзер (Данія) номінальною тепловою потужністю 10 МВт. Із метою запобігання корозії проведено реконструкцію залізобетонної димової труби – в існуючій трубі, яка використовується як несуча конструкція, було встановлено три теплоізовані стовбури (за кількістю котлів КВГМ-100 на джерелі), виготовлених із високоякісної нержавіючої сталі. Відзначається, що вкрай важливо враховувати кліматологічну інформацію про середньомісячні температури, погодинний графік навантажень конкретного джерела тепла, а також інформацію про реальну середню температуру зворотної сільової води за певних температур зовнішнього повітря в опалувальний період.

Загальні висновки щодо утилізації теплоти відхідних димових газів (ДГ) у газифікованих котельнях наведені у [131]:

– глибоке охолодження відхідних ДГ отримує все більш широке поширення, що зумовлено енергозбереженням і зниженням шкідливих викидів в атмосферу. Для цієї мети використовують контактні та контактнo-поверхневі теплоутилізатори-економайзери, контактні теплообмінники з

активною насадкою (КТАН) і конденсаційні поверхневі теплообмінники;

– за простотою конструкції і виготовлення перевагу мають конденсаційні поверхневі теплообмінники. За інтенсивністю теплообміну, компактності, аеродинамічному опору обидва типи теплообмінників (поверхневі та контактні) приблизно рівноцінні. З екологічного погляду контактні економайзери мають переваги перед конденсаційними поверхневими теплообмінниками. У разі підігріву ДГ ORC-контуру можна застосовувати тільки конденсаційні поверхневі теплообмінники за прямого підігрівання НРТ (без проміжного теплоносія);

– за якістю нагрітої води перевага за поверхневими теплообмінниками, оскільки нагріта вода та гази в них не контактують один із одним. Це дозволяє застосовувати їх для нагрівання води в низькотемпературних системах опалення ($t_0 = 30\text{--}40\text{ }^{\circ}\text{C}$);

– охолодження димових газів у конденсаційних теплоутилізаторах нижче точки роси різко знижує їхній вміст вологи, але не виключає можливості конденсації залишків водяної пари у газоходах і димовій трубі, особливо в холодну пору року;

– економічно ефективно застосування в газифікованих котельнях контактних теплообмінників розробки НДІ санітарної техніки і обладнання будівель (м. Київ) та Ульяновського державного технічного університету (Росія). Наявність у таких котельнях контактних підігрівачів повітря і контактних економайзерів дозволяє одночасно зменшити витрату палива і відмовитися від застосування хімводоочищення за повернення з системи тепlopостачання понад 66 % конденсату.

За нормальної експлуатації котла коефіцієнт надлишку повітря в продуктах згоряння природного газу становить 1,25–1,3, температура точки роси таких газів 53–55 °С. Звідси випливає, що для роботи теплоутилізатора в режимі конденсації всієї його конвективної частини потрібно, щоб температура нагріву води в конвективному пакеті не перевищувала 50 °С.

Схема утилізації тепла продуктів згоряння котла з використанням теплоутилізатора поверхневого типу наведено на рисунку 14.4 [131].

Додатковий аеродинамічний опір, що створюється тепло утилізатором, не повинен перевищувати 4 кПа (400 мм вод. ст.), що дозволить реалізувати утилізатор теплоти в газовому тракті котла без шкоди його економічності.

Конденсат, що утворюється, збирається в піддоні і, минаючи водопідготовчу установку, направляється до баку декарбонізованої води, звідки насосами подається в деаератор для підживлення тепломережі при закритій системі теплопостачання. У разі використання цього конденсату забезпечується також економія реагентів, електроенергії та води і, крім того, скорочуються скиди продуктів регенерації від натрій-катионітних фільтрів у довкілля завдяки зменшенню кількості регенерацій.

Реалізація установок із використанням технології конденсаційних котлів становить особливий інтерес, тому що дозволить частково використовувати теплоту димових газів не тільки в котельнях, а й на інших об'єктах енергетики [131].

Для перевірки відсутності конденсації пари димових газів після переведення парового котла на роботу з глибоким охолодженням продуктів згоряння (до 65–70 °C) потрібно проводити розрахунок режиму роботи димової труби [296]. У разі використання КТ технології на ТЕЦ тільки в літній період (після встановлення малого котла) ці розрахунки можна не виконувати, оскільки температури зовнішнього повітря влітку високі та ймовірність охолодження газів у димовій трубі до точки роси (50–55 °C) дуже мала.

Виграш від застосування КТ при роботі ТЕЦ на природному газі складається: з економії палива (3–5 %), економії на водопідготовці (під час спалювання $A_b = 22,4 \text{ м}^3$ природного газу утворюється $m_{n20} = 36 \text{ кг}$ конденсату), економії електроенергії на власні потреби (димосос) шляхом зменшення обсягу димових газів, скорочення викидів NO_x (на ~30 % [293]).

Із погляду завдання корисного використання низькопотенціальних димових газів (до 180 °C) водонагрівальних котелень для підігрівання НРТ в утилізаційному ORC-контурі розглянемо можливість реалізації когенераційної установки з метою часткового або повного забезпечення власних потреб щодо електроенергії на основі

збереження опалювального навантаження та гарячого водопостачання споживачів. Розглянемо можливість генерації електроенергії з використанням ORC-контуру.

14.1.3 Особливості реалізації ORC-контурів з температурою робочого тіла 80–180 °C

Останнім часом дослідженням, спрямованим на підвищення ефективності використання ORC-циклів, приділяється багато уваги.

Не зупиняючись на аналізі конкретних публікацій, перерахуємо важливі з погляду застосування цих циклів результати:

- роботу ORC-циклів можна реалізувати, якщо різниця температур між нагрівальним середовищем та охолоджувальним перевищує 30–40 °C;

- як робоче тіло для ORC-контурів підходять речовини (суміші речовин), прикордонна крива, яких розділяє двофазну область і парову, має негативний нахил;

- більшу електричну потужність в утилізаційному ORC-контурі можна отримати, якщо використовувати на вході в турбіну органічне тіло з надкритичними параметрами;

- в багатоконтурних ORC-циклах ККД вище, ніж в одноконтурних;

- критерієм якості в утилізаційних циклах доцільно приймати електричну потужність, що генерується;

- для кожного інтервалу температур нагрівального середовища в 40–50 °C раціонально використовувати своє робоче тіло.

Найбільш ефективним робочим тілом (за ККД) для ORC-контурів в діапазоні температур нагрівального середовища 80–120 °C вважається R245fa, у діапазоні 120–160 °C – однокомпонентні (R600), у діапазоні 180–220 °C – суміші ($i\text{-C}_4\text{H}_{10}/\text{R141b}$; $i\text{-C}_4\text{H}_{10}/\text{R161}$; $i\text{-C}_4\text{H}_{10}/n\text{-C}_6\text{H}_{14}$), як показано на рисунку 14.5.

Як видно на рисунку 14.5, жодне робоче тіло не працює ефективно в усьому діапазоні зміни температури від 80 до 180 °C.

Показана на рисунку 14.5 залежність ККД ОРС-контуру від температури джерела тепла та охолоджуючої води (робоче тіло R245fa) [132] не повною мірою відповідає рисунку 14.6. Це говорить про те, що в кожному окремому випадку необхідно враховувати параметри не тільки нагрівального, а й охолоджувального середовища.

Зміну питомої електричної потужності, що генерується в ОРС-контурі за використання різних робочих тіл, подано на рисунку 14.7 [294].

Як видно з рисунку 14.7 у діапазоні температур 80–140 °С як робоче тіло використовується суміш робочих тіл R142b та R12 у пропорції 80/20, відповідно, а в температурному діапазоні від 140–220 °С – i-C₄H₁₀/n-C₆H₁₄ (60/40) [294], водночас необхідно враховувати, що R142b і R12 шкідливо впливають на навколишнє середовище [297–299]. Однак залежно від умов, що впливають на роботу установки, вибір може змінитися і це, як уже зазначалося, необхідно враховувати в кожному окремому випадку.

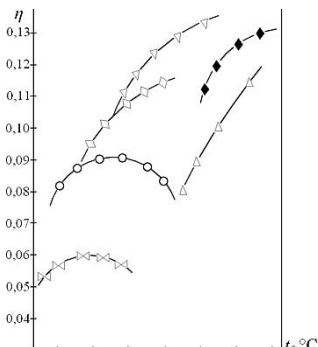


Рисунок 14.5 –
Залежність ККД циклу
від температури пари на
вході в турбіну
(♦ – i- C₄H₁₀/R141b
[294]; ▽ – R600,
△ – n-пентан,
⊗ – R134a, ○ – R245fa,
◇ – R600a [300, 301])

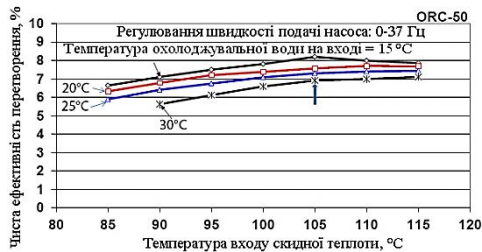


Рисунок 14.6 – Залежність ККД
ОРС-контура від температури
джерела тепла і охолоджувальної
води (робоче тіло R245fa) [132]

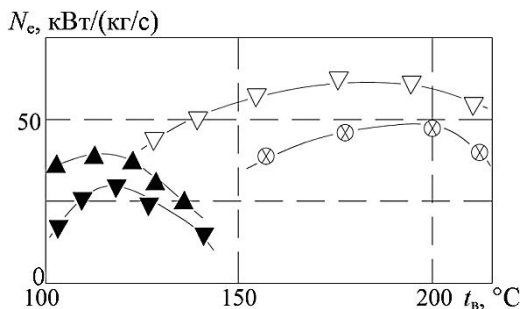


Рисунок 14.7 – Зміна питомої електричної потужності, що генерується утилізаційним ORC-контуром залежно від температури відхідних газів: ▲ – R142b/R12 (80/20); ▼ – R600a; ▽ – i-C₄H₁₀/n-C₆H₁₄ (60/40); ⊗ – i-C₄H₁₀/R141b (60/40)

Термодинамічні властивості низькокиплячих робочих тіл дозволяють утилізувати скидну низькопотенційну теплоту, виробляючи теплову енергію, яка згодом буде перетворена в електроенергію. Перш ніж вибрати хладанти для застосування в енергетиці, необхідно враховувати всі вимоги, що висуваються до них:

- екологічні – озонобезпечні, низький потенціал глобального потепління, негорючість та нетоксичність;

- термодинамічні – низька температура кипіння при атмосферному тиску; невисокий тиск конденсації; хороша теплопровідність; мала в'язкість хладону, що забезпечують скорочення гідравлічних втрат на тертя і місцеві опори за його руху в системі;

- експлуатаційні – термохімічна стабільність, хімічна сумісність з матеріалами, негорючість, вибухобезпечність і т. д.;

- економічні – наявність товарного виробництва, доступні (низькі) ціни.

Хладанти, що повністю відповідають перерахованим вимогам, знайти практично неможливо. У кожному окремому випадку хладагент обирають з урахуванням конкретних умов роботи. Перевагу варто віддавати таким, які задовольняють більшості поданих вище вимог [265, 302, 303].

14.1.4 Когенераційна установка з використанням ORC-контурів на відхідних димових газах

Використання R245fa та R600a/R141b. У роботі [294] досліджено особливості функціонування утилізаційного ORC-контурів на димових газах котла, що працює на природному газі (принципову теплову схему установки див. на рисунку 14.8). Виконано оптимізаційні розрахункові дослідження циклу. Як робоче тіло запропоновано в діапазоні температур джерела тепла 80–130 °С використовувати R245fa, у діапазоні температур 130–180 °С суміш (i-C₄H₁₀/R141b). На вході в турбіну це сумішеве робоче тіло повинне нагріватися до надкритичних параметрів.

Використовуючи графічну залежність питомої електричної потужності (рисунк 14.7) [294] теплове навантаження котлів і обсяги відповідних димових газів, можна оцінити генерацію електроенергії утилізаційним ORC-контуром (табл. 14.1–14.3).

Таблиця 14.1 – Технічні характеристики водогрійного котла ПТВМ-100 [304]

Показник	Значення характеристики	
	в основному режимі	у піковому режимі
Номінальна теплопродуктивність, Гкал/год	100	
Межі регулювання продуктивності, %	25–100	
Площа поверхні нагрівання, м ² :		
конвективної	2 999	
радіаційної	184,4	
водяний обсяг, м ³	30	
Температура води на вході, °С	70	104
Температура води на виході, °С	150	
Витрати води, т/год	1 235	2 140
Гідравлічний опір котла, кПа (кгс/см ²):	215 (2,15)	96 (0,96)
Комбінований газомазутний палиник:		
кількість, од.	16	
продуктивність по газу, м ³ /с (м ³ /год)	0,25 (900)	
Дуттьовий вентилятор Ц9-57: кількість, од.	16	
продуктивність по газу, м ³ /с (м ³ /год)	2,8 (10 000)	
тиск, МПа (кгс/см ²)	15 (150)	
потужність електродвигуна, кВт	10	

Таблиця 14.2 – Основний режим водогрівального котла ПТВМ-100. Паливо природний газ. Характеристика палива на робочу масу: $Q^p_n = 33,3 \text{ МДж/м}^3$ (7950 ккал/м^3) [130]

Показник	Навантаження котла, Гкал/год					
	25	30	40	60	80	100
Температура холодного повітря на вході в дугтьові вентилятори $t_{х.в}$, °С	← 5 →					
Витрата води через котел G_k , т/год	← 1235 →					
Температура води на вході $t_{вх}$, °С	← 70 →					
Температура води на виході $t_{вих}$, °С	90	94	102	119	135	150
Коефіцієнт надлишку повітря за котлом $a_{нп}$	1,10	1,09	← 1,07 →			
Присоси повітря в котел Da_k	0,48	0,40	0,30	0,20	0,15	0,12
Температура димових газів $t_{дг}$, °С	85	89	102	128	155	180
Втрати тепла:						
- із димовими газами q_2 , %	3,62	3,77	4,28	5,42	6,60	7,69
- із хімічної неповнотою згоряння q_3 , %	← 0 →					
- із механічною неповнотою згоряння q_4 , %	← 0 →					
- у навколишнє середовище q_5 , %	← 0,05 →					
Коефіцієнт корисної дії бруutto $\eta_{кк}^{бр}$, %	96,33	96,18	95,67	94,53	93,35	92,26
Потужність, споживана дугтьовими вентиляторами $N_{дв}$, кВт	23,8	28,2	38,8	59,4	81,6	109,2

Таблиця 14.3 – Характеристика ДГ котла ПТВМ-100 за $Q^p_n = 33,3 \text{ МДж/м}^3$

Показник	Навантаження котла, %					
	25	30	40	60	80	100
1	2	3	4	5	6	7
Кількість увімкнених пальників, од.	4	5	6	8	12	16
Об'ємна витрата природного газу на котел, м ³ /год	3 600	4 500	5 400	7 200	10 800	14 400
м ³ /с	1,0	1,25	1,5	2,0	3,0	4,0
Об'ємна витрата повітря на котел: годинний, м ³ /год	40 000	50 000	60 000	80 000	120 000	160 000
секундний, м ³ /с	11,1	13,9	16,7	22,2	33,3	44,4

Продовження таблиці 14.3

1	2	3	4	5	6	7
Температура відхідних газів, °С	90	94	102	119	135	150
Коефіцієнт надлишку повітря за котлом	1,1	1,09	1,07	1,07	1,07	1,07
Об'ємна витрата ДГ, м ³ /год	55 316	69 390	83 813	116 816	182 377	252 109
м ³ /с	15,37	19,27	23,28	32,45	50,66	70,03
Теоретична кількість водяної пари у ДГ, т/год	4,896	6,142	7,418	10,339	16,142	22,314
кг/с	1,36	1,706	2,061	2,872	4,484	6,198
Тепломісткість ДГ, кДж/кг	1 858	1 974	2 122	2 425	2 899	3 378
Теплота, що виділилася при повній конденсації водяної пари, кДж/с	3 074	3 856	4 658	6 491	10 134	14 007

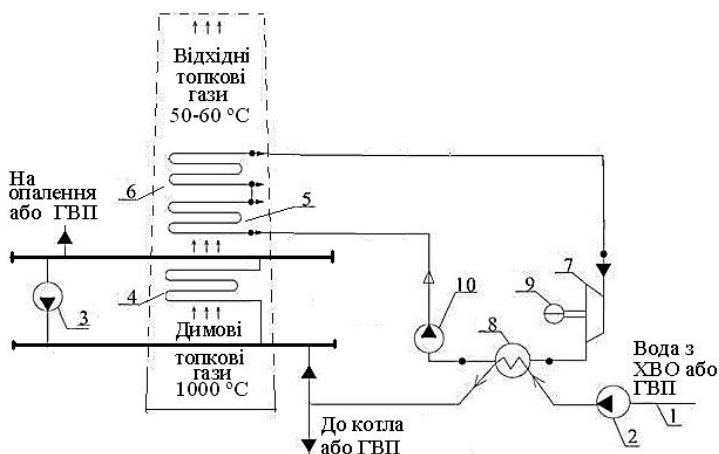


Рисунок 14.8 – Схема водонагрівального котельного агрегату з теплоутилізаційною когенераційною енергетичною установкою: 1 – пом'якшена вода після хімоводоочищення (ХВО) або ГВП; 2 – живильний насос; 3 – рециркуляційний насос; 4 – теплообмінник котла; 5 – теплообмінник-випарник; 6 – теплообмінник ORC; 7 – турбіна; 8 – теплообмінник-конденсатор; 9 – генератор; 10 – конденсаційний насос

У процесі дослідження можливості одержання електричної потужності за реалізації ORC-контур у водонагрівальній котельні необхідно враховувати такі аспекти:

- температура димових газів змінюється в діапазоні 90–150 °C;

- охолоджувальним середовищем для НРТ є зворотна сіткова вода з температурою 40–50 °C (у літній період);

- наявність технічної води для охолодження НРТ у зимовий період з температурою 20–30 °C, або реалізація повітряного охолодження (за необхідності роботи в опалювальний період).

За зазначених умов проведені розрахункові дослідження при використанні програмного комплексу розробленого в ІПМаш НАН України та адаптованого авторами до вирішення визначеного завдання енергозбереження.

Крім того, варто розглядати варіанти з температурою димових газів, починаючи з ~85 °C (за мінімального 25 % навантаження водонагрівального котла ПТВМ-100) та з більш високою, наприклад, за ~119 °C (за 60 % навантаження котла ПТВМ-100). В обох випадках в ORC-циклі можна як робоче тіло використовувати R245fa. У першому випадку з димових газів одного котла ПТВМ-100 маємо генерацію ~80 кВт ($\eta_{\text{e ORC}} = 5,6 \%$, літній режим), у другому випадку ~360 кВт ($\eta_{\text{e ORC}} = 8,8 \%$, опалювальний сезон, працюють два котли), в обох випадках ступінь конденсації водяної пари ~15 %.

Як видно з таблиці 14.4, у літній період можливості когенерації з використанням утилізаційного ORC-контур у складають для котельні № 5 ~8 %, у зимовий період відповідно ~24 % від потреб. Розрахункова оцінка можливостей генерації в опалювальний період проводилася за умови середнього навантаження, однак, при покриттях піків у разі зниження температури зовнішнього повітря теплове навантаження на котел і температура димових газів зростають (теоретично до 150 °C). Останнє не дозволяє ефективно використовувати робоче тіло R245fa.

Таблиця 14.4 – Вироблення теплоти і споживання електроенергії залежно від сезону

Номер котельні	Адреса котельної	Установлені котли	Режими роботи					
			Літній		Перехідний (жовтень, квітень)		Основний опалювальний	
			$Q_{т\text{ л}ь}$ Гкал/год	$N_{е\text{ л}ь}$ МВт	$Q_{т\text{ п}ь}$ Гкал/год	$N_{е\text{ п}ь}$ МВт	$Q_{т\text{ о}ь}$ Гкал/год	$N_{е\text{ о}ь}$ МВт
1	Вул. Москалівська, 99	2 ПТВМ-50-I, + паровий	2,4–3,8	0,18–0,19	8,0–12,5	0,29–0,37	14,0–21,8	0,38–0,43
2	Вул. Академіка Проскури, 1	3 ПТВМ-30M4, 1 ПТВМ-30M	1,2–5,5	0,06–0,23	13,4–18,1	0,45–0,66	21,6–33,9	0,69–0,79
3	Вул. Академіка Костичева, 2/1	4 ПТВМ-100	11,3–35,6	0,37–1,38	25,5–61,0	1,0–2,21	73,8–112,4	2,34–2,77
4	Вул. Шекспіра, 17	4 ПТВМ-50, 1 ПТВМ-100	3,0–25,1	0,14–1,11	31,7–60,2	0,96–1,93	69,1–115,2	2,05–2,29
5	Пр-т Московський, 275 (ТЕЦ-4)	3 ПТВМ-100 2 ПТВМ-180 + парові	27,0–30,0	1,42–1,51	58,6–93,8	2,2–3,43	104,0–167,5	3,66–3,95
6	Вул. Столетова, 4	6 ПТВМ-100 1 ПТВМ-180	28,2–31,4	1,5–1,63	61,9–95,1	2,52–3,7	143,1–181,0	3,85–4,22

Вибір фреонів, наявних на ринку України. Необхідно підібрати однокомпонентні робочі тіла, які пропонуються на ринку України, задовольняють екологічним, термодинамічним, експлуатаційним вимогам і мають прийнятну вартість. Розглядається діапазон температур 80–150 °С (температура відхідних газів водонагрівальних котлів) та відповідні робочі тіла (таблиця 14.5).

Таблиця 14.5 – Основні властивості хладонів [297–299, 303, 305]

Хладон	Формула	Мол. м., г/моль	$T_{\text{кип}}^*$, °С	$T_{\text{кр}}^{**}$, °С	$P_{\text{кр}}^{**}$, МПа	ОРП (ODP)	ПГП (GWP)	Вартість, грн/кг
R134a	CF_2HCHF_2	102,03	-22,5	101,10	4,07	0	1 300	145
R142b	$\text{CH}_3\text{-CClF}_2$	100,5	-10,01	137,05	4,12	0,06	2 000	100
R152a	$\text{C}_2\text{H}_4\text{F}_2$	66,05	-25,0	113,89	4,44	0	140	180
R600	C_4H_{10}	58,12	-0,51	152,0	3,8	0	3	147
R600a	C_4H_{10}	58,12	-11,79	134,83	3,65	0	3	165

* температура кипіння;

** значення параметрів в критичній точці;

ОРП – озоноруйнуючий потенціал; ПГП – потенціал глобального потепління.

Розглянемо зміну потужності установки залежно від ступеня завантаженості котельного агрегату (без обліку наявності парів води в ДГ). Навантаження котла змінюється від 25 до 100 % і його потужність, відповідно, варіюється від 25 до 100 Гкал/год (вихідні дані подані в таблиці 14.3). Залежно від потужності котельного агрегату на рисунках 14.9 та 14.10 подані показники ефективності установки на низькокиплячих робочих тілах. Разом із тим незмінними приймалися параметри, наведені в таблиці 14.6.

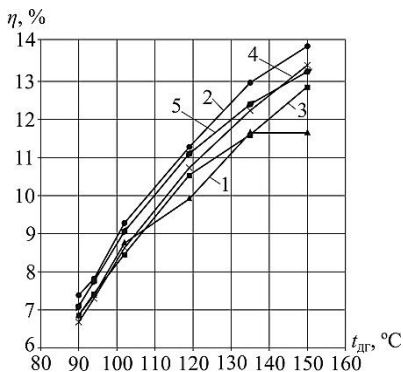


Рисунок 14.9 – Електричний ККД ORC-циклу в залежності від ступеня завантаженості котла (без обліку наявності парів води в ДГ):
1 – R134a; 2 – R142b;
3 – R152a; 4 – R600; 5 – R600a

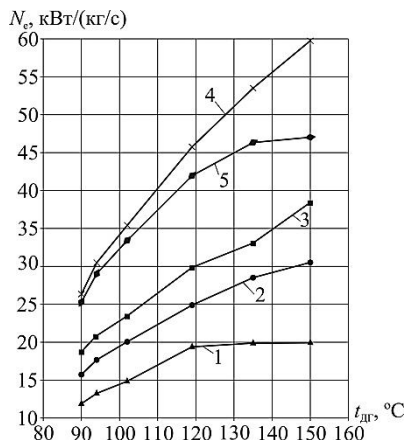


Рисунок 14.10 – Питомі електрична потужність ORC-циклу (без обліку наявності парів води в ДГ):
1 – R134a; 2 – R142b;
3 – R152a; 4 – R600; 5 – R600a

Таблиця 14.6 – Константи під час розрахунку теплової схеми ORC-контур

Параметр	Навантаження котла, %					
	25	30	40	60	80	100
Температура димових газів до НРТ ТВ, $^\circ\text{C}$	90	94	102	119	135	150
Температура димових газів за НРТ ТВ, $^\circ\text{C}$	60	60	60	60	60	60
Витрата димових газів, $\text{м}^3/\text{с}$	15,37	19,27	23,28	32,45	50,66	70,03
Температура робочого тіла на вході в турбіну, $^\circ\text{C}$	85	90	98	115	125–130	125–145
Температура охолоджуючої води на вході в ТК НРТ, $^\circ\text{C}$	40	40	40	40	40	40
ККД проточної частини турбіни, %	80	80	80	80	80	80

ТВ – теплообмінник-випарник; ТК – теплообмінник-конденсатор.

Вихідні дані для проведення розрахункових досліджень:

- теплова потужність, яку можна підвести до ORC-контуру;
- температура на вході в турбіну;
- параметри на вході в турбіну обираються за умови відсутності пароперегріву;
- температура охолоджувального середовища.

Із результатів поданих графіків на рисунках 14.9 і 14.10 видно, що у разі збільшення початкових параметрів робочого тіла збільшується ККД ORC циклу. Проведені розрахункові дослідження показали, що за однакової кількості підведеної теплоти електрична потужність установки залежно від застосовуваного робочого тіла і кількості скидної теплоти в середньому відрізняється на 10 %.

Найбільша потужність установки буде у разі використання як робоче тіло R142b, яка складе, за мінімального навантаження котла ~34 кВт, а за максимальної – ~880 кВт. Мінімальна ж електрична потужність ORC-контуру, за мінімального навантаження котла буде, якщо взяти R600 (~30 кВт), а при максимальній R134a (~745 кВт). Зниження ефективності застосування R134a як робочого тіла на параметрах вище 120 °C (рис. 14.10) пов'язана з тим, що потужність залишається незмінною, а витрата збільшується. У результаті, збільшення потужності можливе лише завдяки додатковій витраті НРТ.

Проведено також дослідження, як позначається наявність парів вологи в ДГ на параметри й ефективність ORC-циклу.

Як виявилось, конденсація водяної пари в димових газах не позначається на ККД установки. Це пов'язано з тим, що кількість теплоти передається більше, але параметри робочого тіла не збільшуються, а витратні характеристики підвищуються. При обліку вологи в ДГ питома електрична потужність не змінюється, але потужність установки збільшується практично в 3 рази. Це відбувається завдяки конденсації водяної пари, що містяться в димових газах.

У цьому випадку за використання R142b та максимального навантаження котла потужність може скласти ~2900 кВт, це стосується інших робочих тіл також. Розрахунки проведені за умови використання теплоти димових газів у повному обсязі, тоді як на обігрів ORC-контуру витрачається лише 70 %, інша

частина газів байпасується і йде на підігрівання газів, що викидаються в трубу після утилізатора. Виходячи з цього, електрична потужність реалізованого ORC-циклу буде на третину менше, ніж отримана в результаті розрахункових досліджень.

У реальних умовах на котельні встановлюється 3–4 котли, що дозволяє розподіляти між ними навантаження для зменшення теплових викидів в атмосферу. За теплової потужності споживачів 100 Гкал/год, навантаження розподіляється так, щоб у резерві знаходився один котел. За наявності на теплогенерувальному підприємстві 4-х котлів теплове навантаження буде розподілятися по 30 % на два і 40 % на один котли.

Така розстановка забезпечить температуру відхідних газів на рівні 97 °С, замість 150 °С (якщо працювати на одному котлі). Розподіл навантажень між котлами дозволить зменшити температуру відхідних газів, водночас їхній обсяг зменшиться і становитиме 61,28 м³/с порівняно з номінальним навантаженням одного котла 70,03 м³/с. Використання групи котлів дозволить скоротити діапазон температур і, як наслідок, вибір робочих тіл для ORC контуру. Однак це призведе до зменшення термодинамічної ККД циклу і вироблення електричної енергії.

Дослідження проведені також і для котлів ПТВМ-30 та ПТВМ-50 потужністю 30 та 50 Гкал/год відповідно. Результати показали, що параметри ефективності ORC-циклів схожі з отриманими під час розрахунку котла ПТВМ-100. Зміна потужності залежно від котельного агрегату, що використовується за однакових параметрів димових газів (150 °С) має лінійний характер (рисунк 14.11).

Як об'єкт дослідження насамперед доцільно розглядати роботу потужних водонагрівальних котлів, наприклад, типу ПТВМ [163–165, 306, 307].

По-перше, чим потужніший котел, тим більше витрата (енергія) газів і, отже, вищу електричну потужність можна згенерувати в ORC-циклі, у результаті мати вищі техніко-економічні показники (ТЕП) енергозберігаючого проекту.

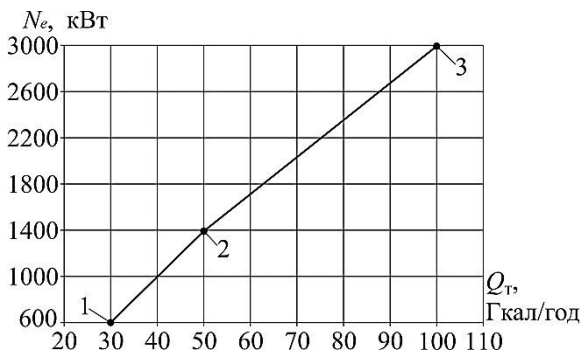


Рисунок 14.11 – Електрична потужність ORC-циклу:
1 – ПТВМ-30; 2 – ПТВМ-50; 3 – ПТВМ-100

14.1.5 Вибір об'єкта дослідження для створення когенераційної установки. Аналіз особливостей функціонування водонагрівальної котельні

По-друге, за даними Інституту газу НАН України [308] в Україні встановлено більше 200 од. таких котлів. Це дає підстави припускати за доволі обґрунтовані можливості: широкого тиражування проекту, виробництві в Україні досить великої серії блочних установок (не менше 50 од.) на базі ORC-циклу забезпечення зниження вартості 1 встановленого кілота останніх. Підтвердити вибір об'єкта дослідження можна також тим фактом, що на шести потужних районних котельнях КП «Харківські теплові мережі» встановлено водонагрівальні котли: 4 од. ПТВМ-30, 6 од. ПТВМ-50, 14 од. ПТВМ-100 і 3 од. ПТВМ-180. У таблиці 14.4 наведено середні теплові навантаження Q_m і середня споживана електрична потужність N_e шести потужних водонагрівальних котельень м. Харкова за даними 2013 року.

З урахуванням деякого запасу потужності маємо такий ряд необхідних електричних потужностей когенераційних установок для задоволення власних потреб перерахованих котельень: $\sim 0,5$; $0,8$; $2,5$; $2,5 \sim 4,0$ та $\sim 4,0$ МВт.

Розглянемо як приклад роботу районної котельні з водонагрівальними котлами типу ПТВМ-100. Це котел баштовий, водотрубний, радіаційного типу, прямоточний з примусовою циркуляцією. Основні технічні характеристики котла ПТВМ-100, згідно з [308], подано в таблиці 14.1.

У процесі експлуатації водонагрівального котла ПТВМ-100, його навантаження може змінюватися від 25 до 100 % номінальної потужності. Характеристики котла залежно від режиму його роботи подано в таблиці 14.2.

Як показав аналіз даних таблиць 14.1 та 14.2, робота котла ПТВМ-100 найбільш ефективна на малих навантаженнях (аналогічно і для інших котлів цього типоряду). Іншими словами, забезпечувати середнє опалювальне навантаження, наприклад, котельні № 3 (див. табл. 14.4) 125–130 Гкал/год найдоцільніше, увімкнувши 3 котла ПТВМ-100 з навантаженням 40–45 Гкал/год. Водночас температура димових газів цих котлів складе $\sim 102\text{--}108\text{ }^{\circ}\text{C}$. Тільки в разі піків теплового навантаження за зниження температури зовнішнього повітря температура відхідних газів буде перевищувати $140\text{ }^{\circ}\text{C}$ (теплове навантаження $70 \times 3 = 210$ Гкал/год). Останнє важливо з погляду вибору раціонального робочого тіла для використання утилізаційного ORC-контуру. Витрату газу та повітря на котел залежно від режиму роботи подано в таблиці 14.3 [304].

Теоретично з погляду режимів роботи котлів у літній період на гаряче водопостачання (ГВП), тривалість якого для різних регіонів України становить 4 086–5 742 год, можливі два варіанти.

Перший варіант – у літній період працює 1 котел із мінімальним навантаженням (наприклад, у котельні № 3 таблиці 14.1, це котел ПТВМ-100, його тепла потужність ~ 25 Гкал/год, 4 увімкнені пальники, ККД брутто 96,33 %, температура відхідних газів $\sim 85\text{ }^{\circ}\text{C}$ [130]). У цій котельні в опалювальний сезон початкове теплове навантаження складає ~ 60 Гкал/год, середнє теплове навантаження $\sim 85\text{--}112$ Гкал/год, тобто працюють 2 або 3 котла з 40–45 % навантаженням з температурою відхідних газів $102\text{--}108\text{ }^{\circ}\text{C}$), у літній період

максимальна потужність – 25–35 Гкал/год, за експлуатації одного котла.

Другий варіант пов'язаний з роботою в літній період на тепловому джерелі 1 котла з навантаженням, що перевищує 50–60 %, тобто з температурою димових газів понад 140 °С [130]. Як видно за аналізу даних таблиці 14.1, такий режим не характерний, наприклад, для потужних котелень КП «ХТМ», що мають великий запас теплової потужності.

Розглянемо реалізацію електрогенерувальної установки на основі замкненого паротурбінного циклу на НРТ для котельні КП «ХТМ», де встановлені котли ПТВМ-100 (таблиця 14.4).

14.2 Вихідні дані для впровадження когенерації з ORC-технологією на водонагрівальній котельні

14.2.1 Загальна характеристика котельні

Районна котельня КП «ХТМ» (м. Харків, вул. Академіка Костичева, 21), що розглядається, має встановлену теплову потужність 400 Гкал/год та встановлене електричне навантаження 5 829 кВт. У дійсності максимальна використовувана електрична потужність у грудні становить 2 770 кВт. У складі котельні 4 котла ПТВМ-100, ККД котлів – 91 %. Останні капремонта і режимна наладка проводилися в 2011–2013 році, а режимна наладка відповідно до вимог – у 2012–2014 рр.

Питомі норми витрат енергоносіїв:

- паливо – фактичний – 155,91 при затвердженому 159,5 кг у.п. на 1 Гкал;
- електроенергія – фактичний 24,0 при затвердженому 29,3 кВт/Гкал.

Наразі сумарне приєднане навантаження становить – 277,392 Гкал/год, зокрема: опалення та вентиляція – 161,566 та ГВП – 115,828 Гкал/год.

Варто зазначити, що споживачі з приладами обліку складають близько 20 %, особливо це стосується населення.

Структура приєданого навантаження по опаленню та вентиляції має вигляд, поданий на діаграмі (рисунки 14.12).

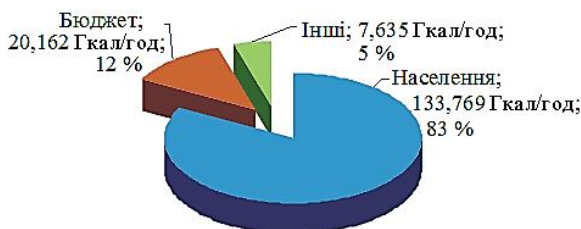


Рисунок 14.12 – Структура приєднаного навантаження по опаленню та вентиляції

Аналогічний вигляд має і структура ГВП. Варто зазначити, що останніми роками на технологію теплоенергії не відпускається. Структуру гарячого водопостачання наведено на рисунку 14.13.

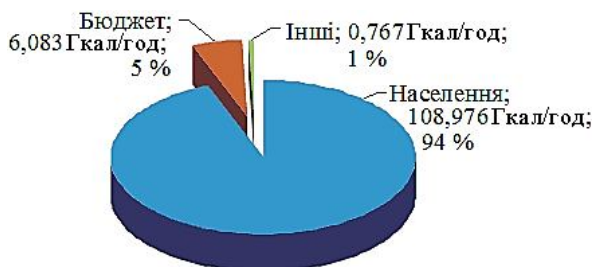


Рисунок 14.13 – Структура розподілу споживання гарячої води

Основні споживачі – бюджетні організації і населення, частка якого становить 83 % в опаленні та 94 % у гарячому водопостачанні. Характеристики, склад і стан котельного, теплообмінного, насосного і тягодутьового обладнання, перелік і характеристика приладів обліку енергоносіїв, максимальні добові споживання електроенергії та вироблення теплоенергії надані для проведення аналізу та розрахунків КП «Харківські теплові мережі» [309]. Добовий максимум споживання електроенергії в контрольні дні:

- літнього періоду – 62 кВт активної енергії за середньодобового навантаження – 20 кВт. Мінімум – 10 кВт; реактивна енергія максимальна – 29 кВт, на добу – 62 кВт·год;
- зимового періоду – 2 928 кВт за мінімального

навантаження – 2 722 кВт активної енергії і середньодобового – 2810 кВт. Добове споживання реактивної енергії – 764 кВт·год.

З метою зниження споживання електроенергії на підживлюючий насос у 2011 році встановлений частотно-регульований привід типу АТ-18-55К.

14.2.2 Аналіз енергоекономічних показників

На підставі даних за 2013 рік проведено аналіз складових витрат за видами енергоносіїв у собівартості теплової енергії, що відпускається споживачам від котельні. Результати подані на діаграмах (рисунки 14.14 та 14.15).

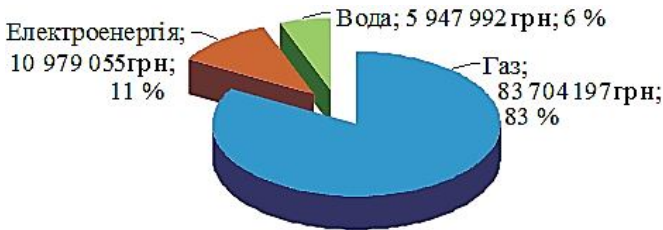


Рисунок 14.14 – Співвідношення витрат за видами енергоносіїв

Як видно з наведеної діаграми, газ складає 83 % від загальних витрат на енергоносії. У той же час енергоносії в собівартості теплової енергії займають 88 % (рисунок 14.15).



Рисунок 14.15 – Співвідношення витрат у собівартості теплової енергії

Нижче наведені графіки динаміки виробництва теплової енергії за період 2009–2013 роки (рисунок 14.16).

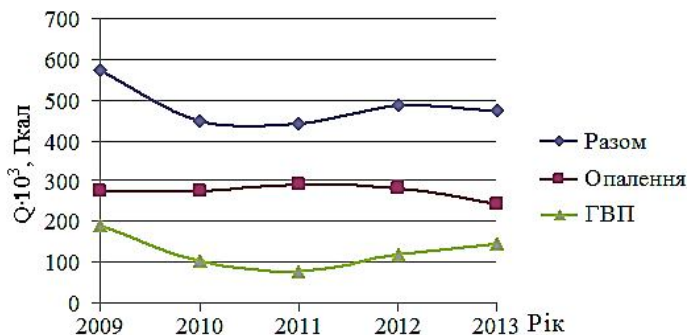


Рисунок 14.16 – Динаміка виробництва теплової енергії за видами

Як видно з рисунку 14.16, останніми роками з'явилася тенденція до зниження обсягів виробництва. Це, насамперед, пов'язано зі зростанням середньої температури опалювального періоду і скороченням кількості днів опалювального періоду, з гарячого водопостачання також знижується порівняно з 2009 роком. Зв'язок між обсягом виробництва теплоенергії та температурою зовнішнього повітря можна простежити на підставі середньомісячних значень температур. Як приклад взято дані за січень – квітень 2014 р. (рисунок 14.17).

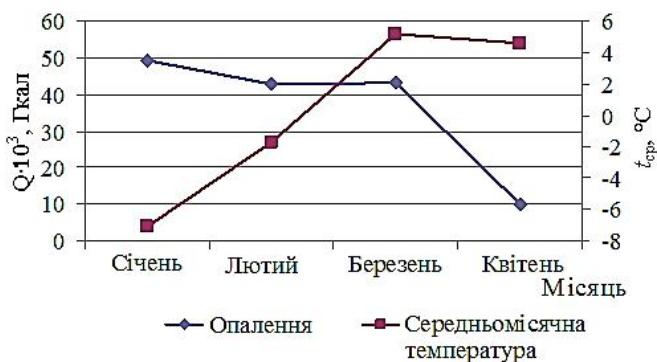


Рисунок 14.17 – Зв'язок між температурою зовнішнього повітря і виробництвом тепла на опалення

Із графіка видно, що спостерігається пряма залежність виробництва теплоенергії від температури навколишнього

середовища в разі порівняння місячних показників. Нижче подано графік виробництва теплоенергії на опалення залежно від градусоднів (рисунок 14.18).

Для проведення розрахунку градусоднів за базову температуру взято 0°C , тоді якщо протягом 30 днів середня добова температура дорівнювала мінус 10°C , то перевищення за ці дні становитиме $30 \cdot (-7 - 0) = -210$ градусоднів.

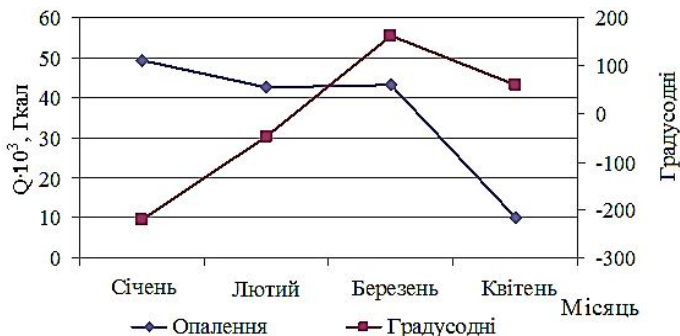


Рисунок 14.18 – Зв'язок між градусоднями і виробленням тепла на опалення

Як видно з графіків (рисунки 14.17 та 14.18) спостерігається ідентичність кривих. Питома витрата умовного палива (у.п.) на вироблену теплову енергію (b) залежить від стану обладнання, своєчасного проведення налагоджувальних робіт, теплотворної здатності палива (рисунок 14.19).

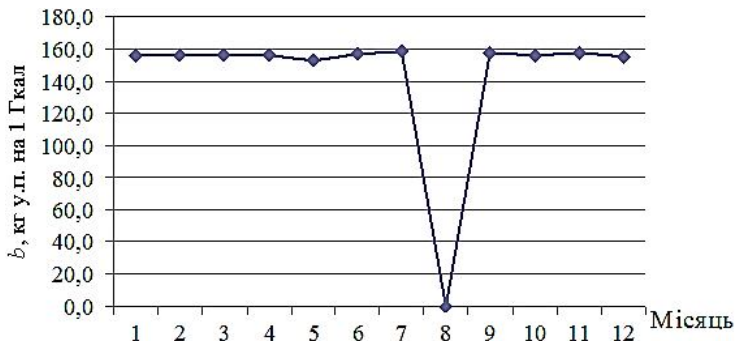


Рисунок 14.19 – Динаміка питомої витрати палива по місяцях

З графіка (рисунок 14.19) видно, що в літній період неявне збільшення питомої витрати палива, що пов'язано з виробництвом теплоенергії на гаряче водопостачання, за винятком часу відключення ГВП.

Графіки споживання електроенергії (Е) на котельні свідчать про тенденцію зміни потреби в електропостачанні протягом 2013 року (рисунки 14.20 та 14.21).

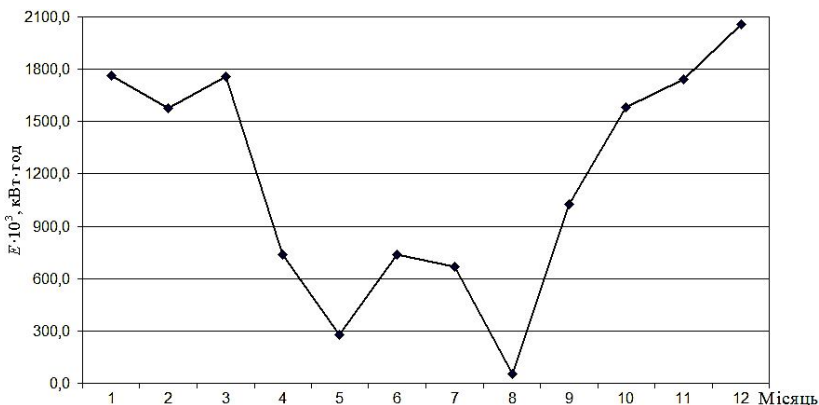


Рисунок 14.20 – Динаміка споживання електроенергії

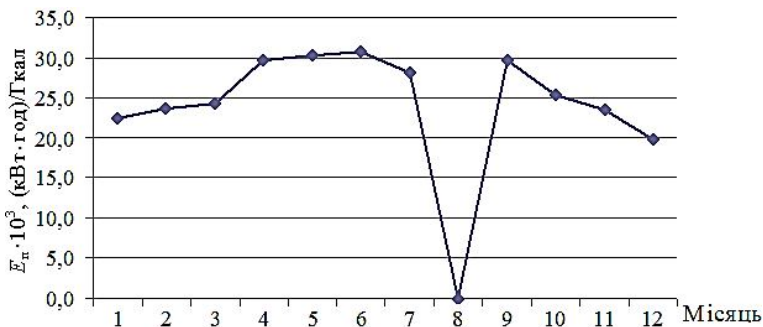


Рисунок 14.21 – Динаміка питомої витрати електроенергії

Питома витрата електроенергії розраховується на відпущену теплову енергію і залежить від втрат у мережах і стану обладнання, наявності частотного регулятора потужності на насосах підживлення і тягодутьового обладнання. Як видно з

графіка (рисунок 14.20), у літній період, незважаючи на зниження вироблення теплоенергії (забезпечення ГВП), більш ніж у 7 разів порівняно із зимовим періодом споживання електроенергії скоротилося тільки в два рази.

14.2.3 Режими роботи котельні

Режим роботи котельні регламентується режимними картами, згідно з якими вибирається ступінь завантаження того чи іншого котла. Для підвищення ефективності роботи котлів і котельні взагалі шляхом утилізації теплоти димових газів необхідно провести оцінку кількості димових газів та їхнього потенціалу. У таблиці 14.7 подані характеристики димових газів для кожного з котлів ПТВМ-100 (вихідні дані для розрахунку відповідають поданим у таблицях 14.2 та 14.3) котельні, що розглядається.

Таблиця 14.7 – Характеристика ДГ котла ПТВМ-100 за $Q_p^p = 33,3 \text{ МДж/м}^3$

Показник	Навантаження котла, %					
	25	30	40	60	80	100
1	2	3	4	5	6	7
<i>Котел № 1</i>						
Кількість увімкнених паливників, од.	4	5	6	–	–	–
Питома витрата газу, $\text{м}^3/\text{Ткал}$	127,4	127,3	127,7	–	–	–
Об'ємна витрата природного газу на один паливник: вартова, $\text{м}^3/\text{год}$	900	900	900	–	–	–
Об'ємна витрата повітря на один паливник: годинна, $\text{м}^3/\text{год}$	10 000	10 000	10 000	–	–	–
Об'ємна витрата природного газу, $\text{м}^3/\text{год}$	3 185	3 819	5 108	–	–	–
кг/с^*	0,664	0,796	1,064	–	–	–
Температура відхідних газів, $^{\circ}\text{C}$	90	95	102	–	–	–

Продовження таблиці 14.7

1	2	3	4	5	6	7
Коефіцієнт надлишку повітря за котлом	1,47	1,35	1,25	—	—	—
Об'ємна витрата ДГ: годинна, м ³ /год	62 353	70 506	90 092	—	—	—
секундна, м ³ /с	17,32	19,59	25,03	—	—	—
Теоретична кількість водяної пари, що міститься в ДГ, т/год	4,86	5,4	5,87	—	—	—
Тепломісткість ДГ, кДж/кг	1 733	1 808	1 908	—	—	—
Теплота, що виділилася при конденсації водяної пари, кДж/с	3 591	4 002	4 367	—	—	—
Теплота, що виділилася з урахуванням конденсації водяної пари, кДж/с	31 810	37 388	49 122	—	—	—
<i>Котел № 2</i>						
Кількість увімкнених пальників, од.	4	5	8	12	—	—
Питома витрата газу, м ³ /Ткал	127,2	127,6	131	130,3	—	—
Об'ємна витрата природного газу на один пальник: вартова, м ³ /год	900	900	900	900	—	—
Об'ємна витрата повітря на один пальник: годинна, м ³ /год	10 000	10 000	10 000	10 000	—	—
Об'ємна витрата природного газу, м ³ /год	3 180	3 828	5 240	7 818	—	—
кг/с*	0,663	0,798	1,092	0,000	—	—
Температура відхідних газів, °С	81	88	105	117	—	—
Коефіцієнт надлишку повітря за котлом	1,45	1,35	1,63	1,43	—	—
Об'ємна витрата ДГ: годинна, м ³ /год	60 005	69 328	116 759	160 613	—	—
секундна, м ³ /с	16,67	19,26	32,43	44,61	—	—

Продовження таблиці 14.7

1	2	3	4	5	6	7
Теоретична кількість водяної пари, що міститься в ДГ, т/год	4,86	5,4	5,87	5,90	—	—
Тепломісткість ДГ, кДж/кг	1 595	1 302	1 560	1 741	—	—
Теплота, що виділилася при конденсації водяної пари, кДж/с	3 571	3 984	4 373	4 431	—	—
Теплота, що виділилася з урахуванням конденсації водяної пари, кДж/с	29 253	28 620	51 994	74 940	—	—
Додаткова теплота при конденсації водяної пари, кДж/с	2 667	4 023	4 586	4 412	—	—
<i>Котел № 3</i>						
Кількість увімкнених пальників, од.	4	5	8	12	—	—
Питома витрата газу, м ³ /Гкал	127,4	127,3	127,7	127,7	—	—
Об'ємна витрата природного газу на один пальник: вартова, м ³ /год	900	900	900	900	—	—
Об'ємна витрата повітря на один пальник: годинна, м ³ /год	10 000	10 000	10 000	10 000	—	—
Об'ємна витрата природного газу, м ³ /год	3 185	3 819	5 108	7 662	—	—
кг/с*	0,664	0,796	1,064	0,000	—	—
Температура відхідних газів, °С	77	79	100	113	—	—
Коефіцієнт надлишку повітря за котлом	1,54	1,35	1,53	1,43	—	—
Об'ємна витрата ДГ: годинна, м ³ /год	62 566	67 441	106 339	155 794	—	—
секундна, м ³ /с	17,38	18,73	29,54	43,28	—	—
Теоретична кількість водяної пари, що міститься в ДГ, т/год	4,86	5,4	5,87	5,90	—	—
Тепломісткість ДГ, кДж/кг	1 531	1 566	1 880	2 054	—	—

Закінчення таблиці 14.7

1	2	3	4	5	6	7
Теплота, що виділилася при конденсації водяної пари, кДж/с	3 561	3 962	4 362	4 421	—	—
Теплота, що виділилася з урахуванням конденсації водяної пари, кДж/с	29 671	33 133	56 803	85 397	—	—
<i>Котел № 4</i>						
Кількість увімкнених паливників, од.	4	5	8	—	—	—
Питома витрата газу, м ³ /Гкал	127,4	127,4	128,3	—	—	—
Об'ємна витрата природного газу на один паливник: вартовий, м ³ /год	900	900	900	—	—	—
Об'ємна витрата повітря на один паливник: годинна, м ³ /год	10 000	10 000	10 000	—	—	—
Об'ємна витрата природного газу, м ³ /год	3 185	3 822	5 132	—	—	—
кг/с*	0,664	0,796	1,069	—	—	—
Температура відхідних газів, °С	80	90	107	—	—	—
Коефіцієнт надлишку повітря за котлом	1,5	1,31	1,24	—	—	—
Об'ємна витрата ДГ: годинна, м ³ /год	61 693	67 863	91 110	—	—	—
секундна, м ³ /с	17,14	18,85	25,31	—	—	—
Теоретична кількість водяної пари, що міститься в ДГ, т/год	4,86	5,4	5,87	—	—	—
Тепломісткість ДГ, кДж/кг	1 581	1 733	1 976	—	—	—
Теплота, що виділилася при конденсації водяної пари, кДж/с	3 568	3 990	4 380	—	—	—
Теплота, що виділилася з урахуванням конденсації водяної пари, кДж/с	29 889	35 276	50 524	—	—	—

* при щільності природного газу 0,75 кг/м³.

Згідно з даними, поданими в таблиці 14.7, і режимними картами, котли не експлуатуються на навантаженні, що перевищує 60 % їхньої номінальної потужності. Отже, температура відхідних газів становить ~80–110 °С.

Навантаження опалення помісячно за 2013 рік подано на рисунку 14.22.

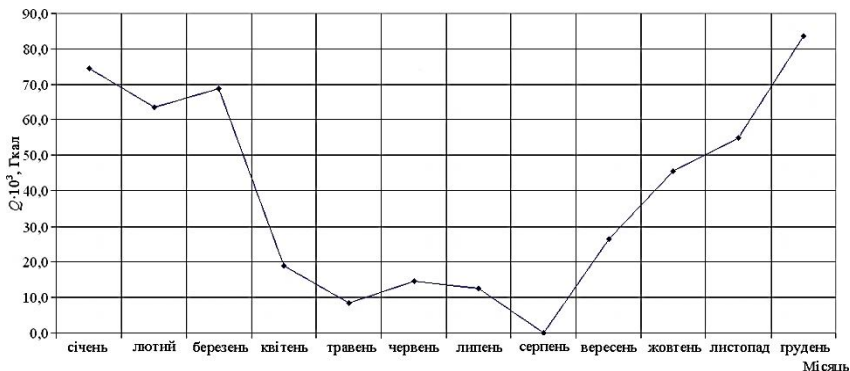


Рисунок 14.22 – Опалювальне навантаження котельні помісячно за 2013 р.

Зміну потужності котельні, згідно з поданими на рисунку 14.22 даними, розміщено на рисунку 14.23.

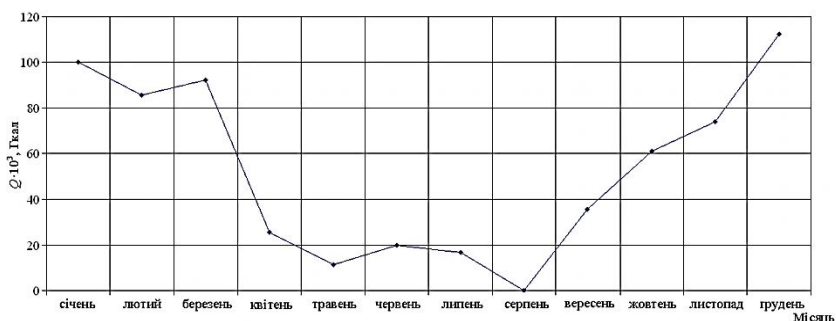


Рисунок 14.23 – Середня потужність котельні за кожен місяць у 2013 р.

Згідно з графіками (рисунки 14.22 та 14.23), у літній період середня теплова потужність котельні складає ~25 Гкал/год, а в зимовий – ~87 Гкал/год.

14.3 Реалізація ORC-контур у водонагрівальній котельні

14.3.1 Використання димових газів

Як виходить з наведеного аналізу, особливістю районної котельні є непостійність завантаженості протягом року, що позначається на обсязі газів та як наслідок на труднощах вибору потужності замкненого паротурбінного циклу на НРТ. Для цієї котельні вибір робочого тіла обмежується температурою 90–100 °С. Це пов'язано з тим, що згідно з режимними картами (таблиця 14.7), температура відхідних газів не перевищує 117 °С.

У зимовий період (6 місяців) у роботі знаходиться 2 котла (котел № 1 та 2), які в результаті дають у середньому 87 Гкал/год (таблиця 14.7): котел № 1 навантажений на 40 %, а котел № 2 на 47 %. Реалізація ORC-контур може дозволити отримати ~600 кВт корисної електричної потужності шляхом використання теплоти відхідних димових газів (рисунки 14.24 та 14.25).

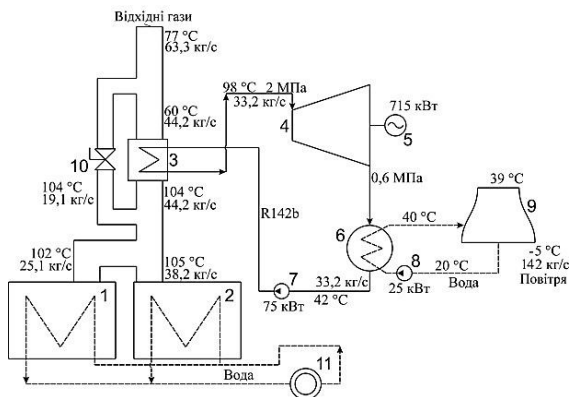


Рисунок 14.24 – Теплова схема ORC-циклу з градирнею і проміжним охолоджувачем: 1 – котел № 1; 2 – котел № 2; 3 – теплообмінник-випарник НРТ; 4 – турбіна НРТ; 5 – електричний генератор; 6 – теплообмінник-конденсатор НРТ; 7 – конденсаційний насос; 8 – циркуляційний насос; 9 – градирня; 10 – регулюючий шибер димових газів; 11 – споживач теплоти

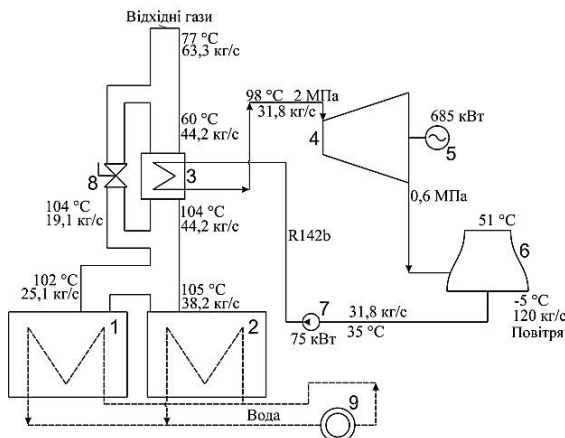


Рисунок 14.25 – Теплова схема ORC-циклу з повітряним конденсатором і без проміжного охолоджувача: 1 – котел № 1; 2 – котел № 2; 3 – теплообмінник-випарник НРТ; 4 – турбіна НРТ; 5 – електричний генератор; 6 – повітряний конденсатор; 7 – конденсаційний насос; 8 – регулюючий шибер димових газів; 9 – споживач теплоти

Як видно з рисунків 14.24 та 14.25, принциповою відмінністю є наявність або відсутність проміжного охолоджувального контуру, який впливає на показники ефективності установки в цілому.

У тепловій схемі з проміжним охолоджувачем електрична потужність буде більше і складе 715 кВт, без нього – 685 кВт. Крім цього з'являються додаткові елементи – конденсатор та циркуляційний насос. Установка циркуляційного насоса збільшує витрату електроенергії на власні потреби на 25 кВт, а також здорожує електрогенерувальну установку завдяки додатковому контуру і його складовим елементам.

З урахуванням власних потреб потужність турбіни в першому випадку складе 615 кВт, а в другому – 610 кВт. Це дозволить в опалювальний період покривати ~25 % власних потреб котельні з електричної енергії.

У перехідній (осінньо-весняний) період за зменшення теплового навантаження споживачів регулювання потужності

паротурбінного циклу на НРТ здійснюється завдяки прикриттю засувки (8) (рисунок 14.25) і додаткової витрати димових газів через теплообмінник-випарник (3).

Тим самим знижується температура димових газів на виході з димової труби, але підтримується температурний рівень низькокиплячого робочого тіла.

У квітні та вересні відпускна теплова потужність становить 25–35 Гкал/год, що відповідає роботі одного котельного агрегату на 25 % навантаженні. Згідно з поданими режимними картами кожного котла, температура відхідних газів котельні не перевищує 90 °С, що не дозволяє експлуатувати електрогенерувальну установку на НРТ у літній період за наведених вище параметрів.

Використання низькокиплячого робочого тіла можливе і за параметрів газів на рівні 90 °С за їхньої витрати 12,1 кг/с (уся витрата направляється через теплообмінник-випарник НРТ). У такому випадку можна отримати ~100 кВт електричної енергії за витрати робочого тіла 4,5 кг/с із параметрами на вході в турбіну $P_0 = 1,5$ МПа, $t_0 = 85$ °С і виході $P_k = 0,4$ МПа. Теплова потужність 25 Гкал/год дозволить покривати ~10 % власних потреб котельні по електричній енергії в літній період.

Роботу ORC-циклу необхідно організувати так, щоб контур працював максимальну кількість годин на рік на максимальному навантаженні. У літній період конденсацію робочого тіла можна здійснювати завдяки зворотній сільовій воді, температура якої становить 40 °С (рисунок 14.26).

Режим роботи котельного агрегату на мінімальному опалювальному навантаженні (25 Гкал/год) може забезпечити електричну потужність ORC-контур на рівні 85 кВт. Охолодження низькокиплячого робочого тіла сільовою водою дозволяє максимально ефективно використовувати приховану теплоту конденсації робочого тіла (рисунок 14.26) [310].

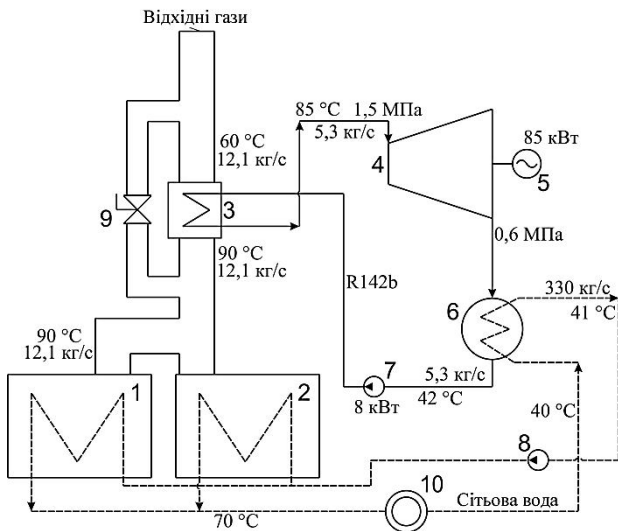


Рисунок 14.26 – Теплова схема ORC-циклу за охолодження НРТ зворотною сітьовою водою: 1 – котел № 1; 2 – котел № 2; 3 – теплообмінник-випарник НРТ; 4 – турбіна НРТ; 5 – електричний генератор; 6 – конденсатор; 7 – конденсаційний насос; 8 – насос сітьової води; 9 – регулюючий шибер димових газів; 10 – споживач теплоти

Як видно з поданих результатів, котельні мають глибоко змінні режими експлуатації протягом року. Необхідно це враховувати під час вибору технічних рішень вдосконалення наявного обладнання.

14.3.2 Використання сітьової води з котла

Виробництво електричної енергії можливе також у разі використання частини теплоти від сітьової води, температура якої на опалення в зимовий період становить 90–100 °С. Згідно з режимними картами котли дають у середньому 87 Гкал/год (таблиця 14.7) і нагрівають теплоносій до 100 °С, що дозволяє реалізувати теплову схему на НРТ з робочим тілом R142b (рисунок 14.27).

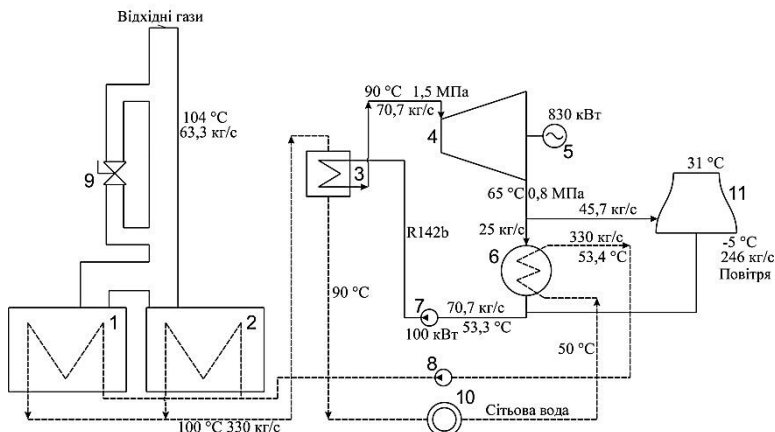


Рисунок 14.27 – Теплова схема ORC-циклу під час нагрівання НРТ сітьовою водою: 1 – котел № 1; 2 – котел № 2; 3 – теплообмінник-випарник НРТ; 4 – турбіна НРТ; 5 – електричний генератор; 6 – теплообмінник-конденсатор НРТ; 7 – конденсаційний насос; 8 – циркуляційний насос; 9 – регулюючий шибер димових газів; 10 – споживач теплоти; 11 – повітряний конденсатор

Як видно з теплової схеми (рисунок 14.27), реалізація ORC-контур у цьому випадку, дозволить отримати ~730 кВт (30 % власних потреб котельні в зимовий період) корисної електричної потужності шляхом використання частини теплоти нагрітої сітьової води, водночас цьому частини теплоти низькокиплячого робочого тіла віддається зворотній сітьовій воді. Залежно від температури зворотної сітьової води змінюється потужність електрогенерувальної установки за інших рівних умов (рисунок 14.28). Це пов'язано зі збільшенням тиску й температури конденсації робочого тіла. Це призводить до зменшення теплоперепаду, що припадає на турбіну.

Зростання температури сітьової води на виході з котла дозволить збільшити витрату НРТ в ORC-контурі, тим самим отримати більшу потужність електрогенерувальної установки (рисунок 14.29). Необхідно враховувати, що збільшення витрат НРТ в ORC-контурі призводить до додаткових витрат при

конденсації робочого тіла, тому що додаткова кількість пари направляється у повітряний конденсатор. Проведені також розрахункові дослідження часткового відбору теплоти від сітрової води за умови корисного використання прихованої теплоти конденсації НРТ для підігрівання зворотної сітрової води під час входу в котел без застосування повітряного конденсатора (рисунк 14.30).

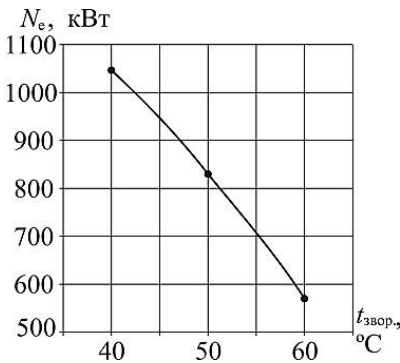


Рисунок 14.28 – Зміна електричної потужності ORC-контур у залежності від температури зворотної сітрової води

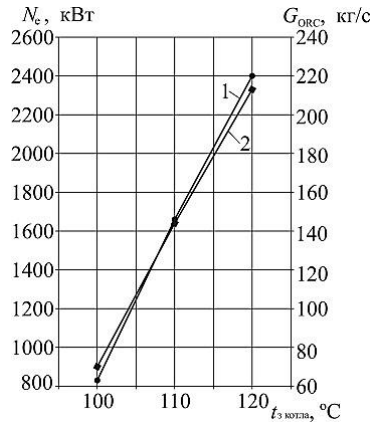


Рисунок 14.29 – Вплив температури джерела теплоти на електричну потужність ORC-контур: 1 – електрична потужність ORC-циклу; 2 – витрата робочого тіла

У цьому випадку наведено приклад використання частини теплоти сітрової води з метою виробництва електричної енергії шляхом реалізації контур на НРТ. Для вирішення завдання енергозбереження із застосуванням такого підходу необхідно розглядати індивідуально кожен об'єкт.

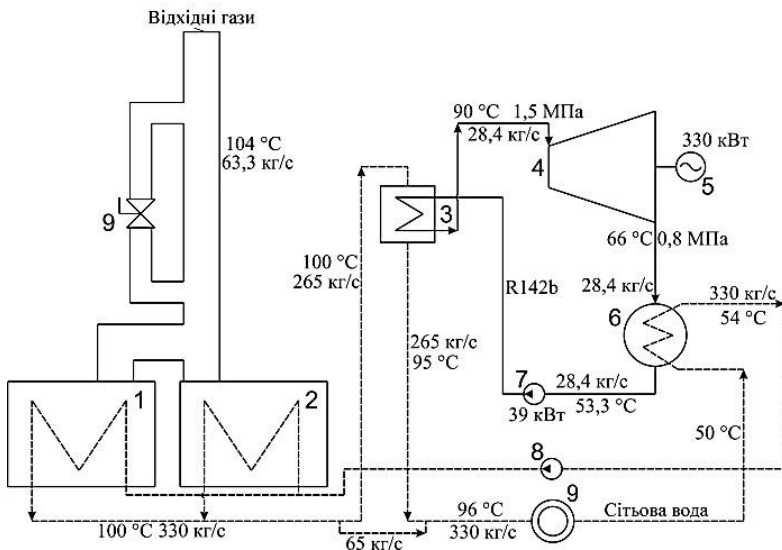


Рисунок 14.30 – Теплова схема ОРС-циклу під час нагрівання НРТ сільовою водою (без градирні): 1 – котел № 1; 2 – котел № 2; 3 – теплообмінник-випарник НРТ; 4 – турбіна НРТ; 5 – електричний генератор; 6 – теплообмінник-конденсатор НРТ; 7 – конденсаційний насос; 8 – циркуляційний насос; 9 – регулюючий шибер димових газів; 10 – споживач теплоти

Підвищення енергоефективності теплогенерувальних установок можливе шляхом застосування комплексного підходу – використання теплоти відхідних газів і частково теплоти сільової води на виході з котельного агрегату.

14.3.3 Комплексне використання відхідних газів і сільової води з котла

На рисунку 12.32 наведено схему виробництва електроенергії на основі використання теплоти димових газів та частини теплоти від сільової води.

Сільова вода на опалення відправляється з температурою 100 °С. Як говорилося раніше, згідно з режимними картами (таблиця 14.7), котли дають у середньому 87 Гкал/год та

НРТ сільовою водою та димовими газами: 1 – котел № 1; 2 – котел № 2; 3 – теплообмінник-випарник НРТ (відхідні гази – НРТ); 3а – теплообмінник-випарник НРТ (сільова вода – НРТ); 4 – турбіна НРТ; 5 – електричний генератор; 6 – теплообмінник-конденсатор НРТ; 7 – конденсаційний насос; 8 – циркуляційний насос; 9 – регулюючий шибер димових газів; 10 – споживач теплоти; 11 – градирня

1. Вирішено завдання енергозбереження на об'єктах комунальної енергетики шляхом реалізації замкнених паротурбінних циклів на низькокиплячих робочих тілах.

414

Отримано, що за максимального навантаження котла (100 Гкал/год) та використання теплоти димових газів електрична потужність установки на НРТ може досягти ~2 900 кВт.

3. Виконано розрахунків дослідження можливості переведення котельні в міні-ТЕЦ. Електричний ККД встановленої електрогенерувальної установки в зимовий період, за корисної потужності 610 кВт, становить ~8 %, але для виробництва електроенергії використовується скидне тепло відхідних газів і додаткове паливо не спалюється. У літній період теплова потужність котельні становить 25 Гкал/год, крім цього електрична потужність і ККД НРТ турбіни складуть 85 кВт та ~6,5 %, відповідно.

4. Показано, що використання теплоти димових газів без додаткового спалювання палива обмежує максимальні температури НРТ та не дозволяє досягти максимальної потужності енергетичної установки ORC-контуру через малий тепловий перепад, що припадає на турбіну. Більшу кількість теплоти можливо зняти тільки шляхом збільшення витрати низькокиплячого робочого тіла, що не завжди виправдано. Доцільним є вибір варіанта, який дасть змогу покривати власні потреби котельні у електричній енергії на рівні 5–10 % без додаткового спалювання палива.

5. Для визначення доцільності впровадження ORC-циклу у кожному окремому випадку необхідно проводити оцінку кількості та параметрів скидної теплоти, а також повне техніко-економічне обґрунтування.

ВИСНОВКИ

1. Напрацювання енергетичного устаткування України одиничною потужністю понад 200 МВт, що наближається до граничного терміну експлуатації (310–330 тис. годин), свідчить, що через 7–10 років у країні постане питання дефіциту виробництва електричної енергії. Заміна потужних енергоблоків потребує значних коштів.

Світовий досвід енергетичної галузі свідчить про доцільність впровадження децентралізованих джерел енергопостачання, що суттєво впливає на формування енергетичного ринку та підвищення якості енергопостачання.

2. Розвиток децентралізованого енергопостачання, використання скидної теплоти, відновлюваних та інших нетрадиційних джерел енергії за врахування вимог до енергозберігаючих технологій дозволить заощаджувати значні об'єми ПЕР у енергоємних технологічних процесах різних виробництв. За результатами аналізу та проведених досліджень зрозуміло, що впровадження когенераційних технологій із застосуванням замкнених паротурбінних циклів на різних робочих тілах розширює можливості малої енергетики і дозволяє використовувати теплоту різних потенціалів для виробництва теплової та електричної енергії.

3. Для існуючих енерговузлів промислових підприємств обґрунтовано використання малих турбін, що може суттєво підвищити їхню енергоефективність. Вартість 1 кВт установленої потужності «під ключ» складе 1 000–2 000 USD/кВт залежно від потужності та типу турбіни. Це приблизно у два рази менше, ніж за будівництва нової міні-ТЕЦ. Собівартість електроенергії може бути значно нижче, ніж роздрібна її вартість на енергоринку, а надійність забезпечення підприємств електроенергією підвищується.

4. Запропоновано теплові схеми та визначено склад устаткування під час створення міні-ТЕЦ з урахуванням режимів виробництва теплоти котельнями та їхніми ТЕП:

графіками навантажень, характеристиками обладнання, рівнем передбачуваних капітальних вкладень та інше.

Розглянуто основні характеристики та особливості використання газо- і паротурбінних двигунів малої потужності під час створення нових міні-ТЕЦ та інтеграції існуючих опалювальних котелень у режим когенерації.

5. Стан, проблеми та перспективи подальшого розвитку централізованого енергопостачання показано на прикладі КП «Харківські теплові мережі». Визначені основні ризики та сформульовані пропозиції щодо забезпечення успішної реалізації програми реформування ЖКГ України. Детальний аналіз результатів діяльності показав, що КП «ХТМ» послідовно здійснює реалізацію заходів з енергозбереження. Це потребує розвитку і реалізації комплексної системи енергоощадних заходів, з обов'язковим упровадженням таких як: модернізація обладнання, зниження енергосмності виробництва, впровадження енергозберігаючих технологій, робіт щодо реконструкції котелень та центральних теплових пунктів, перекладання теплових мереж із застосуванням попередньо ізованих труб у пінополіуретановій теплоізоляції, упровадження нової техніки і технологій.

6. На основі аналізу режимів роботи районної котельні пропонується утилізація відхідних газів котельного агрегату з реалізацією замкнутого паротурбінного циклу на низькокиплячому робочому тілі. Наведені приклади вибору робочого тіла та розрахункові дослідження з оцінки можливої електричної потужності ORC-контур. Показано, що на сучасному етапі розвитку замкнених паротурбінних циклів на НРТ, найбільш доцільними є варіанти, які дозволяють покривати власні потреби котельні у електричній енергії на рівні 5–10 % без додаткового спалювання палива.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Маляренко В. А. Энергозбереження та енергетичний аудит : навч. посібник / В. А. Маляренко, І. А. Немировський. – Харків : НТУ «ХП», 2011. – 341 с. – ISBN 978-966-2918-91-5.

2. Дерзкий В. Г. Реформирование рынка в электроэнергетике Украины и ценообразование / В. Г. Дерзкий // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2012. – № 11. – С. 13–29.

3. Маляренко В. А. Аналіз споживання паливно-енергетичних ресурсів України та їх раціонального використання / В. А. Маляренко, І. О. Щербак // Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – 2013. – № 14. – С. 118–127.

4. Тульчинська С. О. Виробництво та споживання електроенергії в Україні / С. О. Тульчинська, Б. П. Чорній // Сучасні проблеми економіки і підприємництво. – 2016. – № 18. – С. 56–62.

5. Маляренко В. А. Возобновляемая энергетика Украины : состояние, проблемы развития / В. А. Маляренко, С. П. Тимченко, А. И. Яковлев // Світлотехніка та електроенергетика. – 2011. – № 3. – С. 63–66.

6. Тарнавский В. Нефтегазовый сектор Украины в 2012 г. (часть II) [Электронный ресурс] / В. Тарнавский. – Режим доступа : <http://www.uaenergy.com.ua/post/13071>. – Загл. с экрана.

7. Клепиков В. Б. Экономический, энергоресурсосберегающий и экологический аспекты экономии электроэнергии в Украине / В. Б. Клепиков, С. А. Мехович, С. В. Клепикова // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2010. – № 12. – С. 43–47.

8. Школьная Н. Итоги работы угольной промышленности в 2016 г. / Н. Школьная // Энергобизнес : Еженедельный информационно-аналитический журнал. – 2017. – № 5 (996). – с. 15–16. – Режим доступа : <http://www.e-b.com.ua/get/?t=energo&id=77168>, свободный. – Загл. с экрана.

9. Енергетична галузь України : підсумки 2015 року / К. Маркевич, В. Омельченко, Г. Пашкова, Т. Овсяник. – Київ : Центр Разумкова, Видавництво „Заповіт”, 2016. – 71 с. – ISBN 978-966-7272-82-1 – Режим доступу : http://razumkov.org.ua/upload/2016_ENERGY.pdf, вільний. – Назва з екрану.

10. Добыча угля в Украине // Энергобизнес : Еженедельный информационно-аналитический журнал. – 2017. – № 5 (996). – С. 17–19.

11. Еженедельный обзор угольной и коксохимической продукции [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://coal-coke.at.ua/>, свободный. – Загл. с экрана.

12. Єрьоменко А. Про нафту, про газ, зачатки ринку та про нас [Електронний ресурс] / А. Єрьоменко, С. Куюн, Г. Кобаль // Дзеркало тижня. – 2016. № 50. – Режим доступу : https://gazeta.dt.ua/energy_market/pro-naftu-pro-gaz-zachatki-rinku-ta-pro-nas-.html, вільний. – Назва з екрану.

13. НАК «Нафтогаз України» [Електронний ресурс] / НАК «Нафтогаз України» офіційний сайт. – Режим доступу : <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/74B2346ABA0CBC69C22570D80031A365?OpenDocument>, вільний. – Назва з екрану.

14. Маркевич К. Глобальні енергетичні тренди крізь призму національних інтересів України / К. Маркевич, В. Омельченко. – Київ : Заповіт, 2016. – 120 с. – ISBN 978-966-7272-87-6. – Режим доступу : http://www.razumkov.org.ua/images/broshura/2016_ENERGY-S.pdf, вільний. – Назва з екрану.

15. Енергетична галузь України : підсумки 2016 року / К. Маркевич, А. Чернова, Г. Пашкова, Т. Овсяник. – Київ: Заповіт, 2016. – 164 с. – ISBN 978-966-2050-03-5.

16. Розміщення продуктивних сил України: Навч.-метод. посібник для самост. вивч. дисц. / С. І. Дорогунцов, Ю. І. Пітюренко, Я. Б. Олійник та ін. – Київ : КНЕУ, 2000. – 364 с.

17. Про основні показники роботи паливно-енергетичного комплексу за січень-грудень 2016 року [Електронний ресурс] / Комітет з питань паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки. – Режим доступу :

<http://kompek.rada.gov.ua/print/73072.html>, вільний. – Назва з екрану.

18. Электрическая часть станций и подстанций / А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова и др. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

19. Постанова Національної комісії регулювання електроенергетики України № 986 від 27.08.2009. Про затвердження Примірного договору про доступ до пропускної спроможності міждержавних електричних мереж України для експорту електричної енергії // Офіційний Вісник України. – 2009. – № 79. – Режим доступу : <https://pro.zakon-i-normativ.info/index.php/component/lica/?view=text&base=1&id=696602&menu=645221>, вільний. – Назва з екрану.

20. Экспорт электроэнергии из Украины в 2016 г. / Энергобизнес : Еженедельный информационно-аналитический журнал. – 2017. – № 1-2 (992-993). – Режим доступа : <http://www.e-b.com.ua/search/index.php?t=energo&g=992&o=90&l=10>, свободный. – Загл. с экрана.

21. Неклюдов И. М. Состояние и проблемы атомной энергетики в Украине / И.М. Неклюдов // Вопросы атомной науки и техники. – 2007. – № 2. – С. 3–9.

22. Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 680 від 29 вересня 2014 р. Про затвердження Порядку підготовки системним оператором плану розвитку об'єднаної енергетичної системи України на наступні десять років та Порядку оприлюднення плану розвитку об'єднаної енергетичної системи України на наступні десять років // Офіційний вісник України. – 2014. – № 99, стаття 2938. – Режим доступу : <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/z1532-14>, вільний. – Назва з екрану.

23. Розпорядження Кабінету Міністрів України №1228 від 25 листопада 2015 р. Про Національний план дій з енергоефективності на період до 2029 року // Урядовий кур'єр. – 2015. – № 233. – Режим доступу : <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1228-2015-%D1%80>, вільний. – Назва з екрану.

24. Рейтинг стран мира по уровню потребления электроэнергии [Электронный ресурс] // Гуманитарные

технологии. – ISSN 2310-1792. – Режим доступа : <http://gtmarket.ru/ratings/electric-power-consumption/info>, свободный. – Загл. с экрана.

25. Иванов А. С. Современное состояние мировой энергетики : аритмия производства базовых энергоносителей и смещение их товаропотоков [Электронный ресурс] / А.С. Иванов, И.Е. Матвеев. – Режим доступа : http://www.mirec.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=36, свободный. – Загл. с экрана.

26. Маляренко В. А. Энергосбережение и энергетический аудит. Учебное пособие / В. А. Маляренко, И. А. Немировский, под ред. проф. Маляренко В. А. – Харьков : ХНАГХ, 2008. – 253 с.

27. Маляренко В. А., Немировский И. А. Энергоефективність та енергоаудит. Навчально-довідковий посібник / В.А. Маляренко, І. А. Немировський Під ред. проф. Маляренко В. А. – Харків : «Видавництво САГА», 2006. – 336 с.

28. Иванов А. С. Состояние мировой энергетики на рубеже 2013 года / А. С. Иванов, И. Е. Матвеев // Бурение и нефть. – 2013. – № 1. – С. 3–10. – ISSN 2072-4799.

29. Бакулин Е. Нефтегазовый комплекс Украины : на пути к энергетической независимости [Электронный ресурс] / Е. Бакулин, В. Чупрун // Нефтегазовый комплекс Украины на пути реформирования, модернизации и развития: Междунар. конф., 24 октября 2012 г. – Электрон. дан. (1 файл). – К., 2012. – 10. – Режим доступа : http://www.oilgas-expo.com/static/content/img_razdel/demo/1/1.pdf, свободный. – Загл. с экрана.

30. ООН провозгласила 2012-й годом устойчивой энергетики [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.unian.net/news/477138-oon-provozglasila-2012-y-godom-ustoychivoy-energetiki.html>, свободный. – Загл. с экрана.

31. Конференция ООН по изменению климата (2009) [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://ru.wikipedia.org/wiki>, свободный. – Загл. с экрана.

32. Перспективы развития мировой электроэнергетики до 2035 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа :

http://www.ruscable.ru/article/Perspektivy_razvitiya_mirovoj_elektr_oenergetiki_1/, свободный. – Загл. с экрана.

33. Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. – Київ : МЕВП України, 2012. – 156 с.

34. Маляренко В. А. Сжигание органических топлив и эколого-химическая безопасность / В. А. Маляренко, П. М. Канило // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2012. – № 11 (105). – . 30-38.

35. Разработка и совершенствование методов и средств повышения энергоэффективности действующих и перспективных тепловых турбоустановок и их комплексов. Отчет о научн.-исследов. раб. – Харьков : ИПМаш НАН Украины, 2012. – 314 с.

36. Энергия. Экология. Будущее / В. П. Семиноженко, П. М. Канило, В. Н. Остапчук, А. И. Ровенский. – Харьков : Прапор, 2003. – 464 с.

37. Варламов Г. Б. Теплоэнергетика та екологія / Г. Б. Варламов, Г. М. Любчик, В. А. Маляренко. – Харків : САГА, 2008. – 234 с.

38. Маляренко В. А. Енергетика і навколишнє середовище / В. А. Маляренко. – Харків: САГА, 2008. – 364 с.

39. Конференция по изменению климата в Париже 2015 года [Электронный ресурс]. – 2015. – Режим доступа : <http://www.un.org/sustainabledevelopment/ru/cop21/>, свободный. – Загл. с экрана.

40. Когенерационные технологии в энергетике на основе применения паровых турбин малой мощности / А. Л. Шубенко, В. А. Маляренко, А. В. Сенецкий, Н. Ю. Бабак // НАН Украины, Институт проблем машиностроения. – Харьков, 2014. – 320 с. – ISBN 978-966-02-7059-6.

41. Эффективность сжигания топлив и экология (энергоустановки и автомобили) : сб. науч. ст. / НАН Украины. Ин-т проблем машиностроения : отв. ред. А. Н. Подгорный, П. М. Канило. – Харьков. – 1993. – Вып. 1. – 205 с.

42. Стольберг Ф. В. Экология города. Учебник / Ф. В. Стольберг, В. Н. Ладыженский, В. А. Маляренко. – Киев : Либра, 2000. – 464 с.

43. Пути улучшения сжигания низкосортного антрацитного

штыба на электростанциях / Ю. Л. Маршак, Ю. П. Артемьев, С. Н. Миронов и др. // Теплоэнергетика. – 1988. – № 9. – С. 2-10.

44. Энергетический менеджмент / Под общ. ред. А. В. Праховника. – Киев : ІЕЕ НТУУ «КПІ», 2001. – 472 с.

45. Стратегія енергозбереження в Україні : Аналітично-довідкові матеріали. В 2 т. – Т. 2. Механізми реалізації політики енергозбереження ; за ред. В. А. Жовтянського, М. М. Кулика, Б. С. Стогнія. – Київ : Академперіодика, 2006. – 600 с.

46. Клименко В. Н. Проблемы когенерационных технологий В Украине / В. Н. Клименко // Пром. Теплотехника. – 2001. – Т. 23. – № 4-5. – С. 106–110.

47. Матвеев В. Т. Энергетическая и экологическая эффективность когенерационных установок для коммунальных объектов энергопотребления / В. Т. Матвеев // Научн.-техн. сб. Коммунальное хозяйство городов. – 2003. – № 49. – С. 119–123.

48. Фокин В. М. Основы энергосбережения и энергоаудита / В. М. Фокин. – М. : Машиностроение-1, 2006. – 256 с.

49. Закон України № 74/94-ВР (із змін. та доп.) від 1 липня 1994 р. Про енергозбереження // Відомості Верховної Ради України. – 1994. – № 30, стаття 283. – Режим доступу : <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/енергозбереження>, вільний. – Назва з екрану.

50. Закон України №555-IV (із змін. та доп.) від 20 лютого 2003 року. Про альтернативні джерела енергії // Відомості Верховної Ради України. – 2003. – № 24, стаття 155. – Режим доступу : <http://zakon1.rada.gov.ua>, свободный, вільний. – Назва з екрану.

51. Розпорядження Президента України № 1199/2005-рп від 20 жовтня 2005 року. Про заходи щодо забезпечення енергетичної безпеки України //Урядовий кур'єр. – 2005. – № 202. – Режим доступу : <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/1199/2005-рп>, вільний. – Назва з екрану.

52. Всемирный банк. Годовой отчет. – Вашингтон: Всемирный банк, 2016. – 71 с. – ISBN 978-1-4648-0866-1. – Режим доступа : <http://www.vsemirnyjbank.org/ru/about/annual-report>, свободный. – Загл. с экрана.

53. Денисенко В. А. Энергосбережение на предприятиях морского транспорта Украины / В. А. Денисенко, Ю. М. Омельченко // Судоходство. – 1999. – № 1-2. – С. 48–49.

54. Ковалко М. П. Енергозбереження – пріоритетний напрям державної політики України / М. П. Ковалко, С. П. Денисюк; відпов. ред. А. К. Шидловський. – К.: УЕЗ, 1998. – 506 с.

55. Baldwin S. F. Energy technologies for developing countries: US policies and programs for trade and investment / S. F. Baldwin, S. Burke, J. Dunkerley, P. Komor // Annu. Rev. Energy and Environ. – Palo Alto (Calif.), 1992. – Vol. 17. – P. 327–358.

56. Смит К. Эффективное использование электроэнергии / Под ред. К. Смита: Пер. с англ. под ред. Д. Б. Вольфберга. – М.: Энергоиздат, 1981. – 400 с.

57. Долинский А. А. Собственные энергоресурсы для энергетики Украины / А. А. Долинский, Ю. И. Воловик // Пром. теплотехника. – 1996. – № 3. – С. 62–80.

58. Закон України № 1682-III (із змін. та доп.) 20 квітня 2000 року. Про природні монополії // Відомості Верховної Ради України. – 2000. – № 30, стаття 238. – Режим доступу : <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/1682-14>, вільний. – Назва з екрану.

59. Закон України 575/97-вр (із змін. та доп.) від 16 жовтня 1997 року. Про електроенергетику // Відомості Верховної Ради України. – 1998. – № 1, стаття 1. – Режим доступу : <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/575/97-вр>, вільний. – Назва з екрану.

60. Закон України № 5007-17 (із змін. та доп.) від 21 червня 2012 року. Про ціни і ціноутворення // Відомості Верховної Ради України. – 2013. – № 19-20, стаття 190. – Режим доступу : <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/5007-17>, вільний. – Назва з екрану.

61. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. Innovation in a knowledge-driven economy, 2000 year [Electronic resource]. – Mode of access : <http://www.cordis.lu/innovation-smes/communication2000/home.html>, free. – Title from the screen.

62. World energy looking ahead 2020 / The world energy conference, 1997. World Energy : Looking Ahead to 2020. – Hardcover. – 1997. – 292 p.

63. Завадский В. Г. Энергосбережение в промышленности. Рациональное использование энергоресурсов / В. Г. Завадский, Л. Г. Саргсян // Электронный журнал «ЭСКО». – 2005. – № 5. – С. 81.

64. Киричок А. С. Пути повышения энергоэффективности в машиностроении Донбасса / А. С. Киричок // Машиностроение и техносфера на рубеже 21 века : сб. тр. 7 науч.-техн. конф. ДГТУ, Донецк, 2000. – С. 47–50.

65. Рубенчик Б. И. Энергосбережение в промышленности – от проблем к решениям / Б. И. Рубенчик // Электронный журнал «ЭСКО». – 2005. – № 5. – С. 79.

66. Данилов Н. И. Домашняя энергетика / Н. И. Данилов, Я. М. Щелоков. – М. : Департамент топливно-энергетического хозяйства г. Москвы, 2006. – 118 с.

67. Current Issues on Operation and Management of Distributed Resources / F. Batrinu, G. Chicco, R. Pomrube and other // 5th Int. World Energy System Conf., Oradea, Romania, May 17-19, 2004. – P. 31–36.

68. Papathanassiou S. A. Technical Requirements for the Connection of Dispersed Generation to the Grid / S. A. Papathanassiou, N. D. Hatziargyriou // 2001 IEEE PES Summer Meeting, Vancouver, Canada, July 15-19, 2001. – P. 134–138.

69. Интенсификация использования топливно-энергетических ресурсов : научное издание; ред. Т. А. Ашимбаев. – Алма-Ата: Наука, 1989. – 212 с.

70. Сенецкий А. В. Энергосбережение на энергоузлах путем установки расширительных машин малой мощности / А. В. Сенецкий // Современные проблемы машиностроения : конференция молодых ученых и специалистов 7–10 ноября 2008 г.: тез. докл. – Харьков, 2008. – С. 47.

71. Цанев С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций : Учебное пособие для вузов / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов; под ред. С. В. Цанева. – М.: МЭИ, 2002. – 584 с.

72. Киричок А. С. Реалії енергозбереження в Донецькій області в цифрах та фактах / А. С. Киричок // Бюлетень Енергозбереження та енергоефективність. – Донецьк, 1999. – С. 43-44.

73. Захарова О. Основные направления энергосбережения промышленных предприятий / О. Захарова // Электронный журнал «ЭСКО». – 2005. – № 5 – С. 10.

74. Сенецький О. В. Підвищення ефективності турбоустановок малої потужності шляхом вдосконалення їх теплових схем і режимів експлуатації : автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.05.16 / НАН України. – Харків, 2012. – 19 с.

75. Фокин В. М. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения / В. М. Фокин. – М. : Машиностроение-1, 2006. – 241 с.

76. Фокин В. М. Теплогенераторы котельных / В. М. Фокин. – М. : Машиностроение-1, 2005. – 160 с.

77. Фокин В. М. Энергосбережение в производственных и отопительных котельных / В. М. Фокин. – М. : Машиностроение-1, 2004. – 180 с.

78. Фокин В. М. Основы энергосбережения в вопросах теплообмена / В. М. Фокин, Г. П. Бойков, Ю. В. Видин. – М. : Машиностроение-1, 2005. – 192 с.

79. Фокин В. М. Основы технической теплофизики / В. М. Фокин, Г. П. Бойков, Ю. В. Видин. – М. : Машиностроение-1, 2004. – 172 с.

80. Development of dispersed generation and consequences for power systems // CIGRE Working Group C6/01. – Electra, 2004. – № 215. – P. 39–49.

81. Funabashi T. Study on Protection and Control of Dispersed Generation / T. Funabashi // 2001 IEEE PES Summer Meeting, Vancouver, Canada, July 15-19, 2001. – P. 131–133.

82. Васькин В. В. Тепловые схемы мини-ТЭЦ на базе противодавленческих паровых турбин, применяемые в рабочих проектах / В. В. Васькин, В. А. Петрущенко // Новости теплоснабжения. – 2004. – № 8. – С. 22–26.

83. Ольховский Г. Н. Применение ГТУ и ПГУ на электростанциях / Г. Н. Ольховский // Энергорынок. – 2004. – № 5. – С. 68–73.

84. Утилизация сбросной теплоты ГПА в энергоустановках с низкикипящими рабочими телами / Б. Билека, Е. Васильев, В. Избаш и др. // Газотурбинные технологии. – 2002. – № 5. – С. 6–10.

85. Решение вопросов энергосбережения на коксохимических предприятиях на примере расширения энергоузла «Ясиновский коксохимический завод» / Н. Ю. Бабак, Н. В. Лыхвар, С. А. Медянцеv и др. // Пробл. Машиностроения. – 2007. – Т. 10, № 1. – С. 4–12.

86. Энергосбережение с помощью установки турбин малой мощности / А. Л. Шубенко, Н. Ю. Бабак, М. И. Роговой, А. В. Сенецкий // Энергосбережение. – 2008. – № 9. – С. 2–5.

87. Сенецкий А. В. Энергосбережение на основе применения турбин малой мощности на низкикипящих рабочих телах [Текст] / А. В. Сенецкий // Современные проблемы машиностроения. Конференция молодых ученых и специалистов 3–6 ноября 2010 г. : тез. докл. – Харьков, 2010. – С. 67.

88. Тенденции модернизации объектов малой энергетики на базе когенерации / В. А. Маляренко, А. Л. Шубенко, А. В. Сенецкий, И. А. Темнохуд // Ползуновский вестник. – 2013. – № 43. – С. 131–137. – ISSN 2072-8921.

89. Филиппов С. П. Малая энергетика в России / С. П. Филиппов // Теплоэнергетика. – 2009. – № 8. – С. 38–44.

90. Розпорядження Кабінету міністрів України № 1071 від 24 липня 2013 р. Енергетична стратегія України на період до 2030 року / Кабінет Міністрів України. – 24.07.2013. – № 1071. – 166 с. – Режим доступу : <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13>.

91. Неженцев В. В. Повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в промышленности // В. В. Неженцев, В. С. Дубовик – Киев : Техника, 1990. – 128 с.

92. Лыхвар Н. В. Математическое моделирование и оптимальное проектирование паротурбинной установки / Н. В. Лыхвар, Ю. Ф. Косяк // Теплоэнергетика. – 1986. – № 2. – С. 69–72.

93. Шубенко А. Л. Разработка технико-экономического предложения по усовершенствованию энергосбережения на Ясиновском коксохимическом заводе на основе действующей ТЭЦ. Отчет о НИР / А. Л. Шубенко, В. Н. Голошапов, Н. Ю. Бабак и др. – Харьков : Ин-т проблем машиностроения НАН Украины, 2002. – 85 с.

94. Лыхвар Н. В. Моделирование теплоэнергетических установок с использованием интерактивной схемной графики / Н. В. Лыхвар, Ю. Н. Говорущенко, В. А. Яковлев // Пробл. машиностроения, – 2003. – № 1. – С. 30–41.

95. Шляхин П. Н. Краткий справочник по паротурбинным установкам / П. Н. Шляхин, М. Л. Бершадский – М.-Л. : Госэнергоиздат, 1961. – 128 с.

96. Турбина паровая ПТ-12/13-3,4/1,0-1 зав. № 1307 для «Ясиновского КХЗ», Украина «Руководство по эксплуатации» № 103-М-0882 РЭ / – Калуга : ОАО «Калужский турбинный завод», 2005. – 229 с.

97. ТЭЦ ОАО «Ясиновский коксохимический завод» Расширение и реконструкций. Установка турбины ПТ-12/13-3,4/1,0-1 с генератором Т-12-2-УЗ (ст. № 3) Проект. Книга 1 Пояснительная записка и чертежи Часть 1. (0191.РЗТ03.002.3.П1.1) / – Днепропетровск : ОАО «ДнепрВНИПИэнергопром», 2005. – 153 с.

98. Мазур И. И. Управление проектами / И. И. Мазур, В. Д. Шапиро, Н. Г. Ольдерогге. – М.: Омега-Л, 2004. – 658 с.

99. Экономика энергетики СССР : учеб. / А. Н. Шишов, Н. Г. Бухаринов, В. А. Таратин, Г. В. Шнеерова; Под ред. А. Н. Шишова. – М. : Высш. шк., 1986. – 352 с.

100. Лебедев А. Г. Исследование тепловой схемы ТЭЦ «Ясиновского коксохимического завода» после реконструкции с установкой турбины ПТ-12/13-3,4/1,0-1 с генератором Т-12-2-УЗ. Анализ режимов работы ТЭЦ и возможности повышения эффективности работы ее оборудования. Отчет о НИР / А. Г. Лебедев, А. Л. Шубенко, Н. Ю. Бабак и др. – Харьков : Ин-т проблем машиностроения НАН Украины, 2004. – 1 т. – 64 с.

101. Реализация технико-экономического предложения по выработке дополнительной электроэнергии на ТЭЦ

Ясиновского коксохимического завода / Ю. В. Филатов, С. А. Медянцеv, А. Л. Шубенко и др. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, № 4. 2007. – С. 8–17.

102. Лыхвар Н. В. Гибкие математические модели энергоустановок для оптимизации режимов ТЭЦ / Н. В. Лыхвар // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования : сб. научн. трудов – Харьков: Ин-т проблем машиностроения им. А.Н. Подгорного НАН Украины, 2003. – Т. 2. – С. 413–419.

103. Попырин Л. С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок / Л. С. Попырин. – М. : Энергия, 1978. – 416 с.

104. Бойко А. В. Аэродинамический расчет и оптимальное проектирование проточной части турбомашин /А. В. Бойко, Ю. Н. Говорушенко, С. В. Ершов, А. В. Русанов. – Харьков : НТУ «ХПИ», 2002. – 356 с.

105. Налимов В. В. Логические основания планирования эксперимента/ В. В. Налимов, Т. И. Голикова. – М. : Металлургия, 1976. – 128 с.

106. Сенецкий А. В. Влияние изменения экономичности турбин на рациональное распределение нагрузок между ними / А. В. Сенецкий // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2014. – № 05(123). – С. 18-26. – ISSN 2218-1849.

107. Наказ Міністерства Фінансів України № 631 від 04 липня 2006 року. Про визначення пріоритетних напрямів енергозбереження // Офіційний вісник України. – 2006. – № 31, стаття 2254. – Режим доступу : <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0865-06>, вільний. – Назва з екрану.

108. Трегуб Е. Опыт проектирования, строительства и эксплуатации когенерационных мини-ТЭЦ / Е. Трегуб // Материалы межд. форума «Энергоэффективная модернизация промышленности и коммунальной энергетики стран СНГ» ЭСКО "Экологические Системы" п. Мисхор, АР Крым, 16-20 июня 2008 – 25 с. – Режим доступа : www.mishor.esco.co.ua, свободный. – Загл. с экрана.

109. Федоров С. Д. Проблема утилизации шахтного метана в когенерационных установках и пути ее решения на примере Шахты им. А.Ф. Засядько / С. Д. Федоров, С. В. Облакевич,

О. П. Радюк // Промэлектро. – 2006. – № 5. – С. 41–45.

110. Учет денежного сбора за вредные выбросы при реконструкции шахтной котельной в мини-ТЭЦ / Л. М. Лукач, С. Ю. Резников, А. Л. Шубенко и др. // Проблемы машиностроения. – 2009. – Т. 11. – № 1. – С. 4–12.

111. Реконструкция базовой котельной шахты в мини-ТЭЦ в условиях интеграции с газопоршневой электростанцией / Л. М. Лукач, С. Ю. Резников, А. Л. Шубенко и др. // Пробл. машиностроения. – 2010. – Т. 13. – № 2. – С. 3–11.

112. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод) – СПб. : НПО ЦКТИ, 1998. – 256 с.

113. Трёмбовля В. И. Теплотехнические испытания котельных установок / В.И. Трёмбовля, Е. Д. Фингер, А. А. Авдеева – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 416 с.

114. Характеристики котлов производства ОАО «Бийский котельный завод» [Электронный ресурс] / ОАО «Бийский котельный завод» : официальный сайт. – Режим доступа: www.kotel.ru/bkotelpar.

115. Котлер В. Р. Промышленные отопительные котельные: сжигание топлива и защита атмосферы / В. Р. Котлер, С. Е. Беликов. – СПб. : Энерготех, 2001. – 272 с.

116. Наказ Міністерства охорони навколишнього природного середовища № 309 від 27 червня 2006 року. Про затвердження нормативів граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин із стаціонарних джерел / Офіційний вісник України. – 2006. – № 31, стаття 2259. – 12 с. – Режим доступу : <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0912-06>, вільний. – Назва з екрану.

117. Постанова Кабінету Міністрів України № 303 від 1 березня 1999 року. Про затвердження Порядку встановлення нормативів збору за забруднення навколишнього природного середовища і стягнення цього збору / Офіційний вісник України. – 1999. – № 9, стор. 89. – 11 с. – Режим доступу : <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/303-99-п>, вільний. – Назва з екрану.

118. Постанова Кабінету Міністрів України № 4021423 від 18 жовтня 2006 року. Про внесення зміни у додаток 1 до Порядку встановлення нормативів збору за забруднення

навколишнього природного середовища і стягнення цього збору та визнання таким, що втратив чинність, пункту 2 постанови Кабінету Міністрів України від 28 березня 2003 року / Кабінет Міністрів України. – 2006. – 1 с.

119. Наказ Міністерства Охорони навколишнього середовища та ядерної безпеки України та Державної Податкової адміністрації України № 162/379 від 19 червня 1999 року. Про затвердження Інструкції про порядок обчислення та сплати збору за забруднення навколишнього природного середовища / – 1999. – 21 с. – Режим доступу : http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/REG3837.html, вільний. – Назва з екрану.

120. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции / В. Я. Рыжкин. – М. : Энергия, 1976. – 448 с.

121. Саламова Н. В. Методы одновременной очистки дымовых газов ТЭС от оксидов серы и азота / Н. В. Саламова // Электрические станции, – 1997. – № 12. – С. 56–60.

122. Вольчин І. Технологія десульфуризації димових газів DEEMIS / І. Вольчин, М. Борисов, М. Рудюк и др.// Енергетика та електрифікація, – 2007. – № 3. – С. 25–28.

123. Технология сжигания твердого топлива в высокотемпературном кипящем слое (ВЦКС) [Электронный ресурс] / Компания «Энергополис» : официальный сайт. – 4 с. – Режим доступа: www.energopolis.dp.ua, свободный. – Загл. с экрана.

124. Повышение технико-экономических показателей мини-ТЭС посредством установки малой конденсационной турбины на паре производственного отбора / А. М. Пивень, В. В. Васильев, И. В. Гаркавенко и др. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, 2008. – № 10. – С. 22–31.

125. Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами). – М. : Научный центр прикладных исследований, 1997. – 214 с.

126. Вернер Б. Руководство по оценке эффективности инвестиций / Беренс Вернер, Питер М. Хавранек. – М. : АОЗТ «Интерэксперт», 1995. – 343 с.

127. Агафонов Б. Н. Основные задачи малой энергетики для промышленных котельных / Б. Н. Агафонов, Б. Ю. Мосенжник, Е. А. Голотон // Проблемы машиностроения. – 2006. – Т. 9. – № 4. – С. 4–8.

128. ОАО «Монастырщенский ордена Трудового Красного Знамени машиностроительный завод» : официальный сайт. – Режим доступа : www.tekom.com.ua, свободный. – Загл. с экрана.

129. Шубенко А. Л. Энергосбережение на мини-ТЭЦ в летний период за счет установки малого парового котла для работы новой паровой турбины Р-0,75-0,4/0,03 / А. Л. Шубенко, Н. Ю. Бабак, М. И. Роговой // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2010. – № 1. – С. 9–18.

130. Паршин А. А. Тепловые схемы котлов / А. А. Паршин, В. В. Митор, А. Н. Безгрешнов и др. – М. : Машиностроение, 1987. – 224 с.

131. Кудинов А. А. Энергосбережение в теплогенерирующих установках / А. А. Кудинов. – Ульяновск : УлГТУ, 2000. – 139 с.

132. Галустов В. С. Утилизация теплоты дымовых газов / В. С. Галустов // Энергия и менеджмент. – 2004. – № 6. – С. 44–48.

133. Установка утилизации тепла дымовых газов / Н. Ф. Свиридов, Р. Н. Свиридов, И. Н. Ивуков, Б. Л. Терк // Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». – 2006. – № 2. – Режим доступа : http://journal.esco.co.ua/2006_2/art35.htm, свободный. – Загл. с экрана.

134. Эффективные теплоутилизационные технологии для стекловаренных печей / Н. М. Фиалко, Р. А. Навродская, А. Г. Саригло и др. / Пром. теплотехника. – 2010. – Т. 32. – № 6. – С. 84–90. – ISSN 0204-3602. – Режим доступа : <http://dspace.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/60626/13-Fialko.pdf>, свободный. – Загл. с экрана.

135. Тумановский А. Г. Резервы энерго и ресурсосбережения на малых ТЭС, в котельных и системах теплоснабжения [Электронный ресурс] / А. Г. Тумановский,

О. В. Морозов // V Московская международная выставка Доркомэкспо 2003. – 2003. – Режим доступа : www.energosoвет.ru/stat28.html, свободный. – Загл. с экрана.

136. Система глубокой утилизации теплоты газов, уходящих из котельных агрегатов / А. В. Ефимов, А. Л. Гончаренко, Л. В. Гончаренко // Энергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. Вісник НТУ «ХПІ»: 36. наук. праць. – Харків : НТУ «ХПІ», 2013. – № 13(987). – С. 73–80. – ISSN 2078-774X.

137. Alyokhina S. The use of turbines that work on Organic Rankine Cycle for small enterprises / S. Alyokhina, O. Senetskyi // 11th International Conference of Young Scientists on Energy Issues, May 29-30, 2014. – Kaunas, Lithuania: Lithuanian Energy Institute. – 2014. – 6 p.

138. Экономическая эффективность утилизации низкопотенциальных вторичных энергетических ресурсов посредством установки турбины на низкокипящем рабочем теле / А. Л. Шубенко, Н. Ю. Бабак, М. И. Роговой, А. В. Сенецкий // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2010. – № 6. – С. 18–26.

139. Перевод малой теплоэлектроцентрали на сжигание местного топлива в объемах, обеспечивающих ее работу в летнее время / А. Л. Шубенко, Н. Ю. Бабак, А. В. Сенецкий, С. В. Роговой // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2014. – № 04(122). – С. 17–26. – ISSN 2218-1849.

140. Перевод малой ТЭЦ на сжигание синтез-газа в объемах, обеспечивающих ее работу в летнее время [Электронный ресурс] / А. Л. Шубенко, А. И. Васильев, Н. Ю. Бабак, А. В. Сенецкий, С. В. Роговой // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования : XV междунар. науч.-техн. конф. 14-17 сент. 2015 г. – Сб. докл. – Электрон. дан. – Харьков, ИПМаш НАН Украины, 2015 г. – 1 электрон. опт. Диск (CD-ROM). – Загл. с экрана. – 9 с.

141. Перевод котельных в режим когенерации путем внедрения турбин малой мощности / В. А. Маляренко, И. А. Темнохуд, А. В. Сенецкий, А. Ю. Петров // Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України.

Технічні науки. Вісник НТУСГ. – Харків : ХНТУСГ, 2014. – № 153. – С. 110–111. – ISBN 5-7987-0176X.

142. Дослідження перспектив впровадження когенераційних технологій в комунальній енергетиці України / С. Ю. Андрєєв, В. А. Маляренко, І. О. Темнохуд, О. Л. Шубенко, М.Ю. Бабак, О.В. Сенецький // Східно-Європейський журнал передових технологій. – 2015. – № 8 (74). – Т. 2. – С. 11–17. – ISSN 1729-3774.

143. Можливості підвищення енергоефективності теплових мереж шляхом впровадження когенерації / С. Ю. Андрєєв, В. А. Маляренко, І. О. Темнохуд, О. В. Сенецький // Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. Вісник НТУ «ХПІ» : 36. наук. праць. – Харків : НТУ «ХПІ», 2015. – № 17(1126). – С. 147–155. – ISSN 2078-774X.

144. Сенецький А. В. Турбины на низкикопйащих рабочих телах для малых предприятий / А. В. Сенецький, С. В. Алехина // Инновационные пути модернизации базовых отраслей промышленности, энерго- и ресурсосбережение, охрана окружающей природной среды : III Междунар. науч.-практич. конф., 26-27 марта 2014 г.: Сб. науч. трудов. – Харьков : ГП УкрНТЦ «ЭНЕРГОСТАЛЬ». – 2014. – С. 36–42. – ISBN 978-617-578-176-0.

145. Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии [Электронный ресурс] / НВП «Мадек»: официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.madek.com.ua>, свободный. – Загл. с экрана.

146. Повышение энергоэффективности объектов электроэнергетики на основе когенерации / В. А. Маляренко, И. А. Темнохуд, А. Л. Шубенко, А. В. Сенецький // Новейшие технологии в электроэнергетике : Междунар. науч.-техн. интернет-конф., 1-5 ноября 2012 г.: Сб. матер. – Харьков : ХНАГХ. – 2012. – С. 133–138.

147. Потенциал интеграции когенерационных систем в малую энергетику Украины / В. А. Маляренко, А. Л. Шубенко, А. В. Сенецький, И. А. Темнохуд // Інтегровані технології та енергозбереження. – 2012. – № 4. – С. 11–18.

148. Использование паровых турбин малой мощности для энергосбережения на энергоузах предприятий / А. Л. Шубенко,

Н. Ю. Бабак, М. И. Роговой, А. В. Сенецкий // Компрессорное и энергетическое машиностроение. – 2008. – № 3. – С. 14–17.

149. Федоров В. А. Опыт разработки, строительства и ввода в эксплуатацию малых электростанций / В. А. Федоров, В. М. Смирнов // Теплоэнергетика. – 2000. – № 1. – С. 9–13.

150. Гительман Л. Д. Энергетический бизнес : Энергетика как сфера бизнеса. Уч. пособие для вузов / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников. – М.: Дело, 2006. – 600 с. – ISBN 5-7749-0429-6.

151. Шубенко А. Л. Перспективы использования паровых турбин малой мощности на промышленных энергоузлах и коммунальных котельных Украины / А. Л. Шубенко, А. А. Тарелин, В. Н. Голощапов // Новые разработки и технологии в газотурбостроении: сб. науч. тр. – Кривой Рог : КрТЗ «Констар», 2004. – С. 17–20.

152. Боровков В. М. Паровая винтовая машина мощностью 1000 кВт для использования в малой энергетике [Электронный ресурс] / В. М. Боровков, О. А. Бородина: Тригенерация.ру. – Портал по тригенерации, когенерации и мини-ТЭЦ, Матер. научно-практ. конф. «Малые и средние ТЭЦ. Современные решения» УМЦ «Голицыно», Одинцовский р-н, Московская обл., 7-9 сент. 2005 г., НП «Российское Теплоснабжение». – Электрон. дан. (1 pdf файл, 1,824 кб) – Систем. требования : Adobe Reader. – Режим доступа : <http://www.combienergy.ru/stat910p2.html>, свободный. – Загл. с экрана.

153. Березин С. Р. Технология энергосбережения с использованием паровых винтовых машин / С. Р. Березин // Теплоэнергетика, 2007. – № 8. – С. 40–44.

154. Репин А. Л. Повышение эффективности работы паровых котельных при использовании когенерационных установок с винтовым двигателем : автореф. дис... канд. техн. наук / ИАН Российской Федерации. – Краснодар, 2006. – 16 с.

155. Винтовая энергетическая машина (ВМ) производства ООО «ВМ-энергия» [Электронный ресурс] / ООО «ВМ-энергия»: официальный сайт производителя. – Режим доступа : http://www.vm-energy.ru/products_vm.html, свободный. – Загл. с экрана.

156. Назначение паровой винтовой машины (ПВМ-250) ЗАО «Малая независимая энергетика» [Электронный ресурс] /

ЗАО «Малая независимая энергетика»: официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.energywell.narod.ru/business1.html>, свободный. – Загл. с экрана.

157. Производство паро-винтового расширителя АВПР-1.0 [Электронный ресурс] / ЗАО «Эко-Энергетика»: официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.eco-energetika.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.

158. Перевод теплоэлектроцентрали на сжигание местного топлива в объемах, обеспечивающих работу станции в летнее время / А. Л. Шубенко, Н. Ю. Бабак, А. В. Сенецкий, С. В. Роговой // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, – 2013. – № 4. – С. 17–26. – ISSN 2218-1849.

159. Производство газопоршневых электростанций [Электронный ресурс] / ООО «Энерго-Моторы»: официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.energo-motors.com>, свободный. – Загл. с экрана.

160. Энергетические установки различной мощности [Электронный ресурс] / Новая генерация : официальный сайт. – Режим доступа: http://www.manbw.ru/analitics/gazoporshnevy_e_elektrstantsii_GPES.html, свободный. – Загл. с экрана.

161. Выбор формы проточной части бутановой турбины / М. И. Гринман, С. Е. Казанцева, А. И. Кириллов и др. // Материалы VIII Всероссийской конференции по проблемам науки и высшей школы, 26-27 мая 2004 г., Санкт-Петербург. – СПб. : СПбГПУ, 2004. – 394 с.

162. Перельштейн И. И. Термодинамические и теплофизические свойства рабочих веществ холодильных машин и тепловых насосов / И. И. Перельштейн, Е. Б. Парухин. – М. : Легкая и пищевая промышленность, 1984. – 232 с.

163. Бинарные электрические станции / О. А. Поваров, В. А. Саакян, А. И. Никольский и др. // Тяжелое машиностроение. – 2002. – № 8. – С. 13–15.

164. Быстрицкий Г. Ф. Основы энергетики / Г. Ф. Быстрицкий. – М. : Инфра-М, 2007. – 276 с.

165. Сапожников М. Б. Предельная эффективность электрических станций на низкикипящих рабочих телах / М. Б. Сапожников, Н. И. Тимошенко // Теплоэнергетика. – 2005. – № 4. – С. 68–72.

166. Установка паровых турбин при переводе водогрейных котлов в пароводогрейный режим / Б. Л. Барочин, А. А. Верес, М. А. Вол и др. // Энергосбережение и водоподготовка. – 2004. – № 1. – С. 54–57.

167. Mark O. McLinder. Thermodynamic properties for the alternative refrigerants / Mark O. McLinder, Eric W. Lemmon, Richard T. Jacobsen // Elsevier Science Ltd and IIR Printed in Great Britain: All rights reserved. – 1998. – № 4. – P. 322–338.

168. Вассерман А. А. Автоматизированная система для определения теплофизических свойств газов и жидкостей / А. А. Вассерман, С. В. Бодюл // Химия и компьютерное моделирование. Бутлеровские сообщения. – 2002. – № 10. – С. 305–308.

169. Базаев А. Р. Исследование термодинамических свойств смесей технически важных веществ как эффективных теплоносителей в энергетических установках / А. Р. Базаев // ФИЗИКА. – 2007. – Т. CILD XIII. – № 1-2. – С. 57–60.

170. Гринман М. И. Перспективы применения энергетических установок малой мощности с низкотемпературными рабочими телами / М. И. Гринман, В. А. Фомин // Энергомашиностроение. – 2006. – № 1. – С. 63–69.

171. Чепурний М. М. Застосування бінарних циклів на ТЕЦ / М. М. Чепурний, О. В. Антропова // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2008. – №. 3. – С. 37–41.

172. Legmann H. Recovery of low grade heat by means of the ORC process in the cement industry [Electronic resource] / Hilel Legmann, David Citrin // ORMAT International, Inc.: official site. – Access mode : http://www.ormat.com/media_center.php?did=147&aid=818df6349556350_f09466946e_b1c7b9b, free. – Title from the screen.

173. Clean energy ahead Turboden [Electronic resource] / Turboden s.r.l.: official site. – Electronic data (1 PDF file, 1372552 kB, rus.). System requirements: Adobe Acrobat Reader. – Access mode : http://www.turboden.eu/en/public/downloads/Presentation_of_Turboden_ORC_Technology_Russian.pdf, free. – Title from the screen.

174. Монтаж, наладка и ремонт энергетического оборудования [Электронный ресурс] / ЗАО «Турбинист» :

официальный сайт. – Режим доступа : www.turbinist.com, свободный. – Загл. с экрана.

175. Бусурин В. Н. Выбор параметров малорасходных турбин. Методическое пособие / В. Н. Бусурин, В. А. Рассохин. – Л. : ЛПИ, 1989. – 22 с.

176. Принцип создания проточных частей перспективных турбин на основе профилей ЛПИ большим относительным шагом / В. А. Рассохин, В. Н. Садовничий, А. К. Шемагин и др. // XLIV научно-техническая сессия по проблемам газовых турбин : тез. докл. – Москва, 1996. – С. 7.

177. Разработка оптимизация паровых турбин ГПУ малой мощности на основе малорасходных ступеней ЛПИ / В. Н. Бусурин, В. А. Рассохин, В. Н. Садовничий и др. // XLV научно-техническая сессия по проблемам газовых турбин: тез. докл. – Санкт-Петербург, 1997. – С. 23.

178. Изготовление, установка, наладка и ремонт турбинного оборудования малой мощности [Электронный ресурс] / ПАО «Турбогаз»: официальный сайт. – Режим доступа : www.turbogaz.com.ua, свободный. – Загл. с экрана.

179. Производство энергетического оборудования [Электронный ресурс] ООО «Интех ГмбХ» (LLC «Intech GmbH»): официальный сайт. – Режим доступа : www.intech-gmbh.ru/turbine_expanders.php, свободный. – Загл. с экрана.

180. Энергосбережение на ГРС при совместной работе турбодетандера и воздушной климатической системы / А. Л. Шубенко, В. П. Сарапин, А. В. Сенецкий, М. В. Сарапина // Вісник Національного технічного університету «ХПІ» : зб. наук. праць. Серія : Гідравлічні машини та гідроагрегати. – Харків: НТУ «ХПІ», 2016. – № 20(1192). – С. 15–19. – ISSN 2411-3441.

181. Сенецкий О. В. Анализ структуры газотранспортной системы та потужностей газоредукуючих станцій України з метою впровадження УТДУ / О. В. Сенецький, В. П. Сарапін, Н. В. Пашенко // Совершенствование турбоустановок методами математического и физического моделирования: XV междунар. науч.-техн. конф. 14-17 сент. 2015 г. – Харьков : ИПМаш НАН Украины, 2015. – С. 6.

182. Сенецький О. В. Потенціал електричної потужності газоредукуючих станцій України при впровадженні УТДУ / О. В. Сенецький, В. П. Сарапін // Сучасні проблеми машинобудування: конференція молодих вчених та спеціалістів, 16-19 лист. 2015 р. : тези доп. – Харків: ІПМаш НАН України, 2015. – С. 31.

183. Сенецький О. В. Турбодетандер з відборами газу необхідних параметрів / О. В. Сенецький, В. П. Сарапін // XXI-міжнародний конгрес двигунобудівників: тези доп. – Харків : Нац. аерокосмічний ун-т «Харк. авіац. ін-т», 2016. – С. 22–23.

184. Сенецький О. В. Спільна робота УТДУ та ПКС на газорозподільних станціях при змінній температурі навколишнього середовища / О. В. Сенецький, В. П. Сарапін, Н. В. Пашенко // Інтегровані комп'ютерні технології в машинобудуванні: всеукраїнська наук.-техн. конф. молодих вчених, 15-17 лист. 2016 р. : зб. матеріалів конф. – Харків : Нац. аерокосмічний ун-т «Харк. авіац. ін-т», 2016. – С. 66–68.

185. Сенецький О. В. Вдосконалення технологічних схем редукування природного газу / О. В. Сенецький, В. П. Сарапін, Н. В. Пашенко // Сучасні проблеми машинобудування: конференція молодих вчених та спеціалістів, 21-24 лист. 2016 р.: тези доп. – Харків : ІПМаш НАН України, 2016. – С. 53.

186. Дизель-генераторные установки (ДГУ) [Электронный ресурс] / ООО «Международная энергетическая корпорация»: официальный сайт. – Режим доступа : http://www.iescorporation.org/energოსnabzhenie/alternativnie_istochniki_energii/dgu.html, свободный. – Загл. с экрана.

187. Микротурбинные установки (МТУ) [Электронный ресурс] / ООО «Международная энергетическая корпорация»: официальный сайт. – Режим доступа : http://www.iescorporation.org/energოსnabzhenie/alternativnie_istochniki_energii/mtu.html, свободный. – Загл. с экрана.

188. Газотурбинные технологии для транспорта, обороны и энергетики [Электронный ресурс] / ПАО «НПО «Сатурн» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.npo-saturn.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

189. Разработка ГТУ [Электронный ресурс] / АО «ОДК-Авиадвигатель» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.avid.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

190. Газовые турбины для морских кораблей и судов, для электроэнергетики и газотранспортных магистралей [Электронный ресурс] / ГП НПКГ «Зоря»-«Машпроект» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.zmturbines.com/>, свободный. – Загл. с экрана.

191. Випуск авіаційних двигунів для літаків і вертольотів, а також промислових газових установок [Электронный ресурс] / АТ «МОТОР СІЧ» : офіційний сайт. – Режим доступу : <http://www.motorsich.com/ukr/>, вільний. – Назва з екрану.

192. Продажа энергетического оборудования [Электронный ресурс] / Президент Нева : офіційний сайт. – Режим доступу : <http://www.powercity.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

193. Even More Ways to Generate Power with a Broader Range of Gas Turbines [Electronic resource] / Dresser-Rand business : official site. – Access mode : <http://www.dresser-rand.com>, free. – Title from the screen.

194. Авиационная техника [Электронный ресурс] / АО «Климов» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.klimov.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

195. Государственный проектно-конструкторский и научно-исследовательский институт авиационной промышленности [Электронный ресурс] / ОАО «ГИПРОНИИАВИАПРОМ» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.vmgap.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

196. Energy [Electronic resource] / Kawasaki : official site. – Access mode : <http://global.kawasaki.com/en/energy/index.html>, free. – Title from the screen.

197. Газотурбинные электростанции OPRA [Электронный ресурс] / РусЭнергоГаз : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.r-gaz.ru/opra.html>, свободный. – Загл. с экрана.

198. Next-generation microturbines [Electronic resource] / Capstone Turbine Corporation : official site. – Access mode : <http://www.capstoneturbine.com>, free. – Title from the screen.

199. Комбинированное производство тепловой и электрической энергии (ТЭЦ) / когенерация [Электронный

ресурс] / Centrax Gas Turbines : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.centraxgt.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

200. Мероприятия от поставки энергетического оборудования до строительства мини-ТЭЦ и ввода ее в эксплуатацию с дальнейшим сервисным обслуживанием, на базе газопоршневых двигателей и газовых турбин. [Электронный ресурс] / Компания «АГТ» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.agt-generator.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

201. Газотурбинные электростанции [Электронный ресурс] / ТОВ «НВФ Недрапроект» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.nedraproekt.com>, свободный. – Загл. с экрана.

202. A Driving Force For Power [Electronic resource] / Solar Turbines Incorporated : official site. – Access mode : <http://mysolar.cat.com>, free. – Title from the screen.

203. Строительство и эксплуатация генерирующих и электросетевых объектов с использованием высокоэкономичных, экологических и энергоэффективных технологий [Электронный ресурс] / Группа компаний «Простор» : официальный сайт. – Режим доступа : http://prostor-vrn.ru/?page_id=595, свободный. – Загл. с экрана.

204. Газовое Энергетическое Машиностроение [Электронный ресурс] / АО «АМЗ Газэнергомаш» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.gazenergomash.su/>, свободный. – Загл. с экрана.

205. Когенерационные установки на базе газопоршневых мотор-генераторов CHIDONG серия 190 [Электронный ресурс] / Промышленная группа «Генерация» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.generation-eo.ru/kogenerator/kchidong>, свободный. – Загл. с экрана.

206. Введена в эксплуатацию электростанция в Казахстане [Электронный ресурс] / АО «ЗВЕЗДА-ЭНЕРГЕТИКА» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.energostar.com>, свободный. – Загл. с экрана.

207. Газопоршневые и дизельные электростанции [Электронный ресурс] / ОАО «РУМО» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.rumo.nnov.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

208. Поршневые энергетические установки [Электронный ресурс] / Электро-ЛТ : официальный сайт. – Режим доступа : <http://electrolt.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

209. Когенерационные установки ОДО «Первомайскдизельмаш» [Электронный ресурс] / ОДО «Первомайскдизельмаш» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://dieselmash.com.ua>, свободный. – Загл. с экрана.

210. Автономное электроснабжение. Промышленное охлаждение [Электронный ресурс] / Aggreko : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.aggreko.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

211. Power your future [Электронный ресурс] / Aska power generation : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.aksa.com.tr>, свободный. – Загл. с экрана.

212. Производство когенерационных систем, осуществление всего комплекса необходимых работ и строительство «под ключ» [Электронный ресурс] / Austro energy sistem : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.aes-int.com>, свободный. – Загл. с экрана.

213. Making steady progress possible [Electronic resource] / Caterpillar : official site. – Access mode : <http://www.cat.com>, free. – Title from the screen.

214. Газопоршневые установки [Электронный ресурс] / Energoline RBK : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.cumminspower.in.ua/gazoporshnevyie-ustanovki/3.html>, свободный. – Загл. с экрана.

215. Опыт в области проектирования и строительства энергетических объектов для различных отраслей промышленности, транспорта, сельского хозяйства и инфраструктуры [Электронный ресурс] / Компания «НГ-Энерго» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.ngenergo.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

216. Автономное электроснабжение оборудования, зданий и промышленных предприятий. Системы электропитания ELTECO [Электронный ресурс] / ООО «ТБК» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.elteco.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

217. «Поставщики машин и оборудования» [Электронный ресурс] / Восход : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.oborudunion.ru/catalog>, свободный. – Загл. с экрана.

218. Дизельные генераторы [Электронный ресурс] / ООО «Биллона» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://billona.com.ua/electrostantsii-gazovye-fg-wilson.html>, свободный. – Загл. с экрана.

219. GE Newsroom [Electronic resource] / General Electric Company : official site. – Access mode : <http://www.ge.com>, free. – Title from the screen.

220. Газопоршневые электростанции GE Jenbacher [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.cogeneration.ru/jenbacher>, свободный. – Загл. с экрана.

221. Энергогенерирующее оборудование [Электронный ресурс] / Компания «Евродизель» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.eurodiesel.com.ua/equipment>, свободный. – Загл. с экрана.

222. Генераторы [Электронный ресурс] / Dizelek : официальный сайт. – Режим доступа : <http://dizelek.com.ua/generac-sg250.html>, свободный. – Загл. с экрана.

223. Газопоршневые электростанции KORNUM – Великобритания [Электронный ресурс] / ESS-ltd : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.ess-ltd.ru/kornum>, свободный. – Загл. с экрана.

224. Power Technology [Electronic resource] / MAN Global Corporate : official site. – Access mode : <http://powerplants.man.eu/>, free. – Title from the screen.

225. Газопоршневые компактные теплоэлектростанции [Электронный ресурс] / ООО «ЭНГУЛ – ПАУЭРТЕХ» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.pw-tech.ru/equipment/594/>, свободный. – Загл. с экрана.

226. MWM gas engines, gensets, cogeneration, chp plant, combined heat and power [Electronic resource] / MWM : official site. – Access mode : <http://www.mwm.net/>, free. – Title from the screen.

227. MWM – это мерседес в мире электростанций [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.manbw.ru/>

analitics/gazoporshnevie_power_stations_MWM.html, свободный.
– Загл. с экрана.

228. MTU Onsite Energy [Electronic resource] / Rolls-Royce : official site. – Access mode : <http://www.rolls-royce.com/>, free. – Title from the screen.

229. Cogeneration units and diesel gensets [Electronic resource] / MOTORGAS : official site. – Access mode : <http://www.motorgas.cz/>, free. – Title from the screen.

230. Когенерационные установки [Электронный ресурс] / TEDOM Group : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.tedom.cz>, свободный. – Загл. с экрана.

231. Поршневые электростанции [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.cogeneration.ru/viessmann-gpu>, свободный. – Загл. с экрана.

232. Viessmann vitobloc – когенерационные установки [Электронный ресурс] / ООО «Балтик-Комфорт» : официальный сайт. – Режим доступа : <http://otoplenie.baltcomfort.ru/otoplenie/kotly/viessmann/kogeneratsionnye-gazovye-elektrostantsii-viessmann/49-viessmann-vitobloc.html>, свободный. – Загл. с экрана.

233. О когенерации, малой энергетике и строительстве тепловых электростанций [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.cogeneration.ru/waukesha>, свободный. – Загл. с экрана.

234. Reciprocating Engines [Electronic resource] / General Electric <http://www.waukeshaengine.com> : official site. – Access mode : <http://www.waukeshaengine.com>, free. – Title from the screen.

235. Газотурбинные установки (ГТУ) [Электронный ресурс] / ООО «Международная энергетическая корпорация» : официальный сайт. – Режим доступа : http://www.iescorporation.org/energосnabzhenie/alternativnie_istochniki_energii/gtu.html, свободный. – Загл. с экрана.

236. Губич А. Применение газотурбинных двигателей малой мощности в энергетике / А. Губич // Газотурбинные технологии. – 2001. – № 6. – С. 30–31.

237. Буров В. Д. Газотурбинные и газопоршневые энергетические установки малой мощности / В. Д. Буров //

Горный журнал. Специальный выпуск. – 2004. – № 133 – С. 87–89.

238. Експлуатація теплоенергетичних установок і систем : підручник / Б. Х. Драганов, В. В. Іщенко, О. В. Шеліманова; заред. професора Б.Х. Драганова. – Київ : Аграрна освіта, 2009. – 230 с.

239. Фігурка М. В. Аналіз зношеності теплових мереж в Україні : проблеми й шляхи вирішення / М. В. Фігурка // Економічний аналіз : зб. наук. праць / Тернопільський національний економічний університет; редкол. : В. А. Дерій (голов. ред.) та ін. – Тернопіль : Видавничо-поліграфічний центр Тернопільського національного економічного університету «Економічна думка». – 2015. – Т. 20. – С. 306–311. – ISSN 1993-0259.

240. Енергоефективність та енергозбереження [Електронний ресурс] / Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України : офіційний сайт. – Режим доступу : <http://www.minregion.gov.ua/napryamki-diyalnosti/zhkh/energoefektivnist-ta-energozberezhennya>, вільний. – Назва з екрану.

241. Белов В. Энергосберегающая санация типовых жилых зданий : немецкий опыт для российских регионов / В. Белов Б. Шварц. – Бонн : Калибрис, 2013. – 144 с. – ISBN 978-3-00-044556-9.

242. Проект Закону. Про основи державної житлової політики. – Режим доступу : http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/JF3LW00A.html, вільний. – Назва з екрану.

243. Закон України № 1869-IV (із змін. та доп.) від 24.06.2004 року. Про Загальнодержавну програму реформування і розвитку житлово-комунального господарства на 2004 – 2010 роки // Відомості Верховної Ради України. – 2004. – № 46, стаття 512. – Режим доступу : <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/1869-15>, вільний. – Назва з екрану.

244. Закон України № 1511- VI від 11 червня 2009 року. Загальнодержавна програма реформування та розвитку житлово-комунального господарства України на 2009 – 2014 рр. // Відомості Верховної Ради України. – 2009. – № 47, стаття 720. – Режим доступу :

<http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/1511-17>, вільний. – Назва з екрану.

245. Концепція Державної цільової програми модернізації та розвитку систем теплозабезпечення України на 2012 – 2022 рр. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://esco.co.ua/journal/2012_3/art59.pdf, вільний. – Назва з екрану.

246. Інформаційно-аналітичні матеріали «Про підсумки роботи Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства у 2011 році та основні завдання на 2012 рік». – Київ : Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства, 2012. – 102 с.

247. Запатрина И. Реформирование жилищно-коммунального хозяйства в условиях макроэкономической нестабильности / И. Запатрина, Т. Лебеда // Экономика Украины. – 2011. – № 10. – С. 16–29.

248. Житлово-комунальне господарство України [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://uk.wikipedia.org/wiki/Житлово-комунальне_господарство_України, вільний. – Назва з екрану.

249. Проект Закону № 1640 від 26 грудня 2014 року. Про Єдину державну систему моніторингу виробництва, постачання, транспортування, споживання та оплати за паливно-енергетичні ресурси і комунальні послуги // Верховна Рада України. – Режим доступу : http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc4_1?pf3511=53192, вільний. – Назва з екрану.

250. Реформа ЖКХ Украины: через тернии к звездам? // Информационное агентство «Forum». – 2014. – Режим доступа : <http://for-ua.com/analytics/2014/03/19/080000.html>, свободный. – Загл. с экрана.

251. КП «Харківські теплові мережі» [Електронний ресурс] : офіційний сайт. – Режим доступу : <http://www.hts.kharkov.ua>, вільний. – Назва з екрану.

252. Постанова Кабінету Міністрів України № 148-97-п від 05.02.1997 року. Про Комплексну державну програму енергозбереження України / Офіційний вісник України. – 1997. – № 6. – С. 90. – Режим доступу :

<http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/148-97-%D0%BF>, вільний. – Назва з екрану.

253. Андреев С. Ю. Увеличение эффективности отпущенного тепла при оптимальном выборе количества жилых домов и полной реконструкции системы централизованного горячего водоснабжения квартала / С. Ю. Андреев, А. П. Федоров, А. И. Бондаренко // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2014. – № 8 (126). – С. 22-27. – ISSN 2218-1849.

254. Андреев С. Ю. Коммунальное предприятие «Харьковские тепловые сети». Мероприятия по повышению энергоэффективности системы теплоснабжения г. Харькова / С. Ю. Андреев // Комунальне господарство міст. – Харків : Харківський національний університет імені О.М. Бекетова, 20114. – № 118 (1). – С. 4–6. – ISSN 0869-1231.

255. Теплові мережі [Електронний ресурс] / КП «Харківські теплові мережі»: офіційний сайт. – Режим доступу : <http://www.hts.kharkov.ua/technics.php>, вільний. – Назва з екрану.

256. Буданов В. А. Оптимизационные исследования и выбор рациональных схем когенерационных энергокомплексов / В. А. Буданов : автореф. дис... канд. техн. наук: спец. 05.14.04 "Промышленная теплоэнергетика" / Буданов Виталий Александрович. – Москва, 2010. – 16 с.

257. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е. Я. Соколов. – М. : Издательский дом МЭИ, 2006. – 472 с.

258. Разработка технико-экономического предложения по повышению электрической мощности энергокомплекса ДП «Теплоэнергоцентральный» ООО «ВЭТ» при обеспечении максимальной экономии энергоресурсов : Отчет о НИР (заключительный) / Научно-технический концерн ИПМаш НАН Украины; Руководитель А. Л. Шубенко. – Харьков, 2008. – 162 с.

259. Создание когенерационной станции (мини-ТЭЦ) электрической мощностью 2 МВт на базе газопоршневых мотор-генераторов на котельной Салтовского жилмассива / ООО «КМТ-Энергия», 2006.

260. Постанова Кабінету Міністрів № 106 від 17 квітня 2014 р. Про внесення змін до постанови Кабінету Міністрів України № 81 від 25 березня 2014 р. Про вдосконалення державної політики регулювання цін на природний газ і тарифів на теплову енергію та забезпечення посилення соціального захисту населення під час оплати житлово-комунальних послуг // Урядовий кур'єр. – 2014. – № 73. – Режим доступу : <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/106-2014-п>, вільний. – Назва з екрану.

261. Тарифы на электроэнергию и газ в Украине (прогнозы жилищно-коммунального хозяйства) [Электронный ресурс] / «ПрофиК-Юг»: офіційний сайт. – Режим доступу : <http://www.profik.com.ua/2011/07/21/tarify-na-elektroenergiyu-i-gaz-v-ukraine/>, свободный. – Загл. с экрана.

262. Производство и использование водоугольного топлива / В. Е. Зайденварг, К. Н. Трубецкой, В. И. Мурко, И. Х. Нехороший. – М. : изд. Академии горных наук, 2001. – 176 с.

263. Долинский А. А. Водоугольное топливо : перспективы использования в теплоэнергетике и жилищно-коммунальном секторе / А. А. Долинский, А.А. Халатов // Пром. теплоэнергетика. – 2007. – Т. 29. – № 5. – С. 70–79.

264. Жидкий уголь – перспективы применения водоугольного топлива в Украине и мире [Электронный ресурс] / ДОНТОПЭНЕРГО. Новости и информация об угле и угольной отрасли. – Режим доступа : http://dte.at.ua/index/zhidkij_ugol_perspektivy_primenenija_vodougolnogo_topliva_v_ukraine_i_mire/0-43, свободный. – Загл. с экрана.

265. Обращение участников 2-й Межд. науч.-практ. конф. «Современные тенденции использования топлива, производимого из угля, в промышленности и энергетике» (Крым, Алушта, 31 мая – 04 июня 2012 г.) [Электронный ресурс] : сайт Научно-производственной внедренческой компании «Триакон» – К.: НПБК «Триакон». – 2012. – Режим доступа : <http://cwf.triacon.org/2012.old/ru/payments.htm>, свободный. – Загл. с экрана.

266. Краснораменский В. И. Альтернативные перспективы : ВУТ (водоугольное топливо), ПГУ и синтетическое топливо [Электронный ресурс] / В. И. Краснораменский : сайт ООО «Энергетическая инвестиционная компания». – Киев : ООО «Энергетическая инвестиционная компания». – 2013. – Режим доступа : <http://eic.in.ua/alternativnye-perspektivy-vut-pgu-sinteticheskoe-toplivo>, свободный. – Загл. с экрана.

267. Строяковский В. М. Почему газификация? О развитии локальной генерации на базе местных топливных ресурсов [Электронный ресурс] / Строяковский В. М. : сайт ЗАО «Карбоника-Ф». – М.: ЗАО «Карбоника-Ф», 2011. – Электрон. дан. (1 файл, 260 кбт). – Режим доступа : http://dvforum.khabkrai.ru/doklads/s3_Stroyakovskiy.pdf, свободный. – Загл. с экрана.

268. Железная Т. А. Обзор современных технологий газификации биомассы / Т. А. Железная, Г. Г. Гелетуха // Пром. теплотехника. – 2006. – 28. – № 2. – С. 61–75. – ISSN 0204-3602.

269. Шевердяев О. Н. Экологически безопасная и безотходная технология переработки промышленных отходов тепловых электростанций. Научно-образовательный материал [Электронный ресурс] / О.Н. Шевердяев, В. Н. Крынкина, Т. Е. Дроздова : сайт Московского государственного открытого университета. – Электрон. дан. (1 файл, 331кбт.). – Режим доступа : http://file.msou.ru/nauka/associate/3.4.1.3/3.4.1.3_NOM2.doc, свободный. – Загл. с экрана.

270. Перевод газовых котлов на уголь, торф, щепу, гранулу, солому [Электронный ресурс] : сайт ООО «Экоэнергохарьков». – Харьков: ООО «Экоэнергохарьков», 2013. – Режим доступа : <http://ekoenergoharkov.uaprom.net/pl169917-perevod-gazovyh-kotlov.html>, свободный. – Загл. с экрана.

271. Туча О. На Рівненщині 75 котлів працюють на альтернативному паливі [Електронний ресурс] / О. Туча : сайт Інформагентства «Україна комунальна». – 2012. – Режим доступа : <http://jkg-portal.com.ua/ua/publication/one/narvnenshhin-75-kotlv-pracujut-na-alternativnomu-paliv>, вільний. – Назва з екрану.

272. Большая советская энциклопедия. – М. : Советская энциклопедия, 1977. – Т. 26. – 622 с.

273. Разработка технико-экономического предложения по повышению электрической мощности ТЭЦ на ОАО «Ясиновский КХЗ» при обеспечении максимальной экономии энергоресурсов. Отчет о НИР (заключительный) / Научно-технический концерн ИПМаш НАН Украины; Руководитель А. Л. Шубенко. – Харьков, 2007. – Т. 2. – 84 с.

274. Разработка технико-экономического предложения по выработке электроэнергии на энергоузле Центральной промплощадки Шахты «Красноармейская-Западная № 1» путем установки паровой турбины при обеспечении максимальной экономии ресурсов. Отчет о НИР (заключительный) / Научно-технический концерн ИПМаш НАН Украины; Руководитель А.Л. Шубенко. – Харьков, 2008. – 132 с.

275. Ми робимо енергію зеленою! [Електронний ресурс] / Біоенергетична асоціація України» : офіційний сайт. – Режим доступу : <http://uabio.org/>, вільний. – Назва з екрану.

276. Гелету́ха Г. Г. Комплексний аналіз технологій виробництва енергії з твердої біомаси в Україні. Частина 1. Солома / Г. Г. Гелету́ха, Т. А. Железна, О. І. Дроздова// Промислова теплотехніка. – 2013. – № 3. – С. 57–63.

277. Передерий С. Щепы как твердое биотопливо в Европе / С. Передерий // ЛесПром информ. – 2010. – № 5. – С. 132–135.

278. ДСТУ 2042-92. Брикеты торф'яні для комунально-побутових потреб. Технічні умови. – Введ. 01.01.1993. – Київ : Держстандарт України, 1992. – 4 с.

279. Зинченко В. Энергия мискантуса. Дешевой нефти не будет! / В. Зинченко, М. Яшин // ЛесПром информ. – 2011. – № 6. – С. 134–140.

280. Гнеушев В. А. Логика сооружения и обеспечения биотопливом мини-ТЭЦ в Украине / В. А. Гнеушев, А. С. Стадник // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2012. – № 7. – С. 44–52.

281. Газо-поршневые установки (ГПУ). [Электронный ресурс] / ООО «Международная Энергосберегающая Корпорации» : официальный сайт. – Режим доступа :

http://www.iescorporation.org/energосnabzhenie/alternativnie_istochniki_energii/gpu.html, свободный. – Загл. с экрана.

282. Газопоршневые электростанции (ГПЭС–ГПУ) [Электронный ресурс] ГК «Простор» : официальный сайт. – Режим доступа : http://prostor-vrn.ru/?page_id=595, свободный. – Загл. с экрана.

283. Bini R. Organic Rankine cycle (ORC) in biomass plants: an overview on different applications / R. Bini, M. Di Prima, A. Guercio // Turboden s.r.l. – 2010. – Access mode : http://www.turboden.eu/en/public/downloads/10A02943_paper_mar_co.pdf, free. – Title from the screen.

284. Огуречников Л. А. Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии в низкотемпературной бинарной электростанции / Л. А. Огуречников // Альтернативные энергоресурсы и экология. – 2007. – № 5(47). – С. 68–72.

285. Редько А. А. Термодинамические параметры геотермальной электрической станции с бинарным сверхкритическим циклом / А. А. Редько // Интегрированные технологии и энергосбережение. – 2009. – № 4. – С. 81–85.

286. Пятничко В. А. Утилизация низкопотенциального тепла для производства электроэнергии с использованием пентана в качестве рабочего тела / В. А. Пятничко, Т. К. Крушневич, А. И. Пятничко // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2003. – № 4. – С. 3–6.

287. Утилизационные энергетические установки с органическими теплоносителями / Г. Р. Шварц, С. В. Голубев, Б. П. Левыкин и др. // Газов. пром. – 2000. – № 6. – С. 14.

288. Minea Vasile. Power generation with ORC machines using low-grade waste heat or renewable energy / V. Minea // Applied Thermal Engineering. – 2014. – P. 143–154.

289. Stadelmann M. Untersuchungen über gas kondensationskessel / M. Stadelmann // Gas, Wärme Int. – 1983. – № 11. – p. 459–464.

290. Репин Л. А. Возможности производства электроэнергии в водогрейных котельных / Л. А. Репин, Д. Н. Тарасов, А. В. Макеева // Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». – Июль, 2012. – № 7. –

Режим доступа : http://esco-ecosys.narod.ru/2012_7/art220.htm, свободный. – Загл. с экрана.

291. Прохоров А. И. Проект реконструкции центральных тепловых пунктов (ЦТП) и водогрейных котельных с целью автономной выработки электроэнергии / А. И. Прохоров. – 4 с. – Режим доступа : <http://www.slideshare.net/ecolife21/heatel>, свободный. – Загл. с экрана.

292. Величко В. В. Автономные энергоустановки на местных видах горючих и возобновляемых источниках энергии, базирующиеся на адаптивном термодинамическом цикле и системе безнагнетательной циркуляции рабочего тела / В. В. Величко, А. И. Прохоров // Энерго- и ресурсоэффективность малоэтажных жилых зданий : II Всероссийская научн. конф. с международным участием, 24-26 марта 2015 г. : материалы конф. – Новосибирск, 2015. – С. 271–279.

293. Organic Rankine Cycle Power Systems : From the Concept to Current Technology, Applications, and an Outlook to the Future / P. Colonna, E. Casati, C. Trapp, and others // J. Eng. Gas Turbines Power. – 2015. – № 137(10). – 19 p. – doi: 10.1115/1.4029884. – Access mode : <http://gasturbinespower.asmedigitalcollection.asme.org/article.aspx?articleid=2173763>, free. – Title from the screen.

294. Павловський С. В. Теплоутилізаційна система котельної установки з силовим когенераційним контуром : автореф. дис. ... канд. техн. наук / Павловський Сергій Валерійович. – Харків, 2015. – 24 с.

295. Утилизация тепла дымовых газов на теплоисточниках г. Риги / А. Жигурс, А. Церс, Ю. Голуновс и др. // Новости теплоснабжения. – 2010. – № 5. – С. 19–24. – Режим доступа : http://esco.co.ua/journal/cities/2014_2/art74.pdf, свободный. – Загл. с экрана.

296. Жихар Г. И. Использование теплоты уходящих газов котельных агрегатов в контактном теплообменнике / Г. И. Жихар, В. А. Закревский // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2010. – № 5. – С. 41–49.

297. Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н. Б. Варгафтик. – М. : Физматгиз, 1963. – 708 с.

298. Справочник по теплопроводности газов и жидкостей / Н. Б. Варгафтик, Л. П. Филлипов, А. А. Тарзиманов, Е. Е. Тоцкий. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.

299. Промышленные фторорганические продукты: Справ. изд. / Б. Н. Максимов, В. Г. Барабанов, И. Л. Серушкин и др. – Л. : Химия, 1990. – 464 с.

300. Oudkerk JF. Evaluation of an ORC-based micro-CHP system involving a hermetic scroll expander / JF. Oudkerk, S. Quoilin and V. Lemort // ORC 11. First International Seminar on ORC Power Systems, 22-23 September 2011. – Netherlands, 2011. – 29 p. – Access mode : <http://orc2011.fyper.com/uploads/File/presentations2/Evaluation%20of%20an%20ORC-based%20micro-CHP%20system%20involving%20a%20hermetic%20scroll%20expander.pdf>, free. – Title from the screen.

301. Musbaudeen O. Bamgbopa Modeling and performance evaluation of an Organic Rankine Cycle (ORC) with R245fa as working fluid : degree of Master's of Science / Musbaudeen Oladiran Bamgbopa. – Northern Cyprus Campus, 2012. – 79 p.

302. Сенецкий А. В. Повышение эффективности турбоустановок малой мощности путем совершенствования их тепловых схем и режимов эксплуатации : дис. ... канд. техн. наук : 05.05.16 / А. В. Сенецкий; [Ин-т проблем машиностроения им. А.Н. Подгорного НАН Украины]. – Харьков, 2011. – 208 с.

303. Хладагенты холодильные агенты [Электронный ресурс] / Петрохладотехника : официальный сайт. – Режим доступа : <http://oooph.ru/974.html>, свободный. – Загл. с экрана.

304. Овсянников Н. Ф. Типовая энергетическая характеристика водогрейного котла ПТВМ-100 при сжигании природного газа / Н. Ф. Овсянников, В. Д. Соломонов. – М. : Союзтехэнерго, 1986. – 21 с.

305. Цветков О. Б. Энергоэкологические парадигмы холодильных агентов / О. Б. Цветков // ЮНИДО в России. – 2011. – № 3. – С. 17–21. – Режим доступа : <http://www.unido-russia.ru/pdf/unido03.pdf>, свободный. – Загл. с экрана.

306. Когенерація у водогрійних котельнях з котлами ПТВМ-100 при використанні органічного циклу Ренкіна / С. Ю. Андрєєв, В. А. Маляренко, О. Л. Шубенко, М. Ю. Бабак, О. В. Сенецький, І. О. Темнохуд // Інтегровані технології та енергозбереження. Щоквартальний науково-практичний журнал. – Харків : НТУ «ХПІ», 2016. – № 2. – С. 48-60. – ISSN 2078-5364.

307. Когенерация в котельных на основе органического цикла Ренкина / С. Ю. Андреев, В. А. Маляренко, А. Л. Шубенко, Н. Ю. Бабак, А. В. Сенецкий, И. А. Темнохуд // Комунальне господарство міст. Серія : Технічні науки та архітектура. – Харків : ХНАМГ, 2016. – № 130. – С. 55-64. – ISSN 0869-1231.

308. Малозатратная реконструкция котлов ПТВМ-50 и ПТВМ-100 [Електронний ресурс] / Институт газа НАН Украины : официальный сайт. – Режим доступа : <http://www.ingas.org.ua/index.files/Page2244.htm>, свободный. – Загл. с экрана.

309. Дослідження можливості застосування та вибір найбільш енергоефективних когенераційних технологій на районних котельнях комунального підприємства «Харківські теплові мережі» на підставі техніко-економічних обґрунтувань / В. А. Маляренко, Б. С. Ільченко, І. А. Немировський, М. Ю. Бабак, О. В. Сенецький, І. О. Темнохуд, Г. В. Гарбуз // Звіт про науково-дослідну роботу. – 260 с.

310. Пат. 113257 Україна, МПК(2015) F24D 3/18, F24H 4/02, F01K 25/02. Когенераційна установка з котлоагрегатом / О. Л. Шубенко, В. М. Голошапов, О. В. Сенецький, О. Ю. Козлоков, М. Ю. Бабак, В. М. Стенніков, С. В. Роговий; заявник і патентовласник Ін-т проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України. – № а 2015 12456; заявл. 16.12.2015; опубл. 26.12.2016, Бюл. № 24.

Наукове видання

МАЛЯРЕНКО Віталій Андрійович,
ШУБЕНКО Олександр Леонідович,
АНДРЕЄВ Сергій Юрійович,
БАБАК Микола Юрійович,
СЕНЕЦЬКИЙ Олександр Володимирович

КОГЕНЕРАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ В МАЛІЙ ЕНЕРГЕТИЦІ

МОНОГРАФІЯ

Відповідальний за випуск *П. П. Рожков*

Редактор *О. В. Михаленко*

Комп'ютерне верстання *Є. Г. Панова*

Дизайн обкладинки *Т. А. Лазуренко*

Підп. до друку 24.11.2017 Формат 60×84/16

Друк на ризографі Ум. друк. арк. 18,3

Тираж 300 пр. Зам.

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61002

Електронна адреса: rectorat@kname.edu.ua

Свідцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК № 5328 від 11.04.2017